



ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA LA ATENUACIÓN DE FLUCTUACIONES DE POTENCIA MEDIANTE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

Trabajo Fin de Grado

MIKEL CATENA SÁNCHEZ

Tutor: Javier Marcos Álvarez

Co-tutor: Iñigo de la Parra Laita



GRADO EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA.
E.T.S. DE INGENIERÍA INDUSTRIAL, INFORMÁTICA Y DE TELECOMUNICACIÓN

RESUMEN

La investigación de nuevos medios alternativos de generación eléctrica ha permitido el desarrollo de energías renovables como la energía fotovoltaica, convirtiéndose en una alternativa con gran potencial. Pese a la relativa facilidad de predicción de la energía fotovoltaica tanto en amaneceres como atardeceres, su gran variabilidad puede generar un carácter totalmente aleatorio en función de las nubes. Todo esto puede crear un conflicto entre un tipo de energía revolucionario y un sistema eléctrico que no está preparado para ello. Considerando lo anterior, este trabajo se enfoca en analizar y proponer estrategias de control para atenuar las fluctuaciones de potencia mediante sistemas de almacenamiento. Teniendo como principales objetivos reducir al máximo la capacidad y la degradación de la batería.

LABURPENA

Energia elektrikoaren sorkuntzarako bitarteko alternatiboen ikerketak energi berriztagarrien garapena ahalbidetu du, beste batzuen artean, energia fotoboltaikoa, potentzial handiko energia aukera bihurtu dena. Nahiz eta egunsenti eta ilunabarretan energia fotoboltaikoa auresatea erraza izan, hodeiek dakarten aldakortasunak guztiz ausazkoa den karakterea sor dezake. Guzti honek energia mota iraultzaile honen eta honetarako prestatuta ez dagoen sistema elektrikoaren arteko gatazka ekar dezake. Esandakoa kontuan hartuta, lan honen helburuak bi dira: alde batetik, metatze sistemak erabiliz potentzia gorabeherak leuntzeko kontrol estrategiak aztertzea eta bestetik, zentzu honetan estrategia berriak proposatzea; uneoro, bateriaren kapazitatea eta degradazioa ahalik eta gehien murrizten saiatuz.

ABSTRACT

The investigation of new alternative methods of electrical generation has allowed the development of renewable energies such as the photovoltaic energy, becoming a great potential alternative. Although the prediction of photovoltaic energy is relatively easy, both during the sunrise and sunset, its great variability can create a totally random character dependant on the clouds. For all this, a conflict can be generated between a revolutionary type of energy and an electric system that is not ready for it. Taking into account the previously mentioned, this work focuses on analysing and proposing control strategies in order to attenuate the power fluctuations by means of storage systems. This work has as its main objective to reduce the capacity and degradation of the battery to the maximum.

ÍNDICE GENERAL

1.	INTRODUCCIÓN	12
1.1.	MOTIVACIÓN	12
1.2.	OBJETIVO DEL PROYECTO	12
2.	MARCO TEORICO	14
2.1.	ENERGIA SOLAR	14
2.2.	EFFECTO FOTOVOLTAICO	15
2.3.	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED	15
2.3.1.	PANEL SOLAR	17
2.3.2.	INVERSOR	24
2.4.	CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO	27
2.4.1.	CALIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO: FLUCTUACIONES FOTOVOLTAICAS	28
3.	ESTUDIO TEORICO DE LAS ESTRATEGIAS PARA LA REDUCCIÓN DE LAS FLUCTUACIONES MEDIANTE EL USO DE LA MINIMA ENERGIA DE ALMACENAMIENTO	31
3.1.	USO DE DATOS	31
3.1.1.	PLANTA FOTOVOLTAICA DE MOURA	32
3.2.	FLUCTUACIONES DE POTENCIA SIN ALMACENAMIENTO	32
3.3.	CONTROL DE RAMPA	34
3.3.1.	RECARGA NOCTURNA DE LA BATERÍA	36
3.3.2.	ESTRATEGIA 0: RECARGA DE LA BATERIA DURANTE EL DÍA CONTROLANDO EL ESTADO DE LA CARGA.	37
3.3.3.	ESTRATEGIA 1: HACIENDO USO DE LOS INVERSORES FOTOVOLTAICOS	40
3.3.4.	ESTRATEGIA 2: CONTROL DE RAMPA BASADO EN EL MODELO DE UNA PLANTA DE POTENCIA FOTOVOLTAICA	42
3.4.	ESTRATEGIA MEDIA MÓVIL	47
3.5.	ESTRATEGIA RICHARD PEREZ Y THOMAS E. HOFF	51
3.5.1.	VARIABILIDAD DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA	52
3.5.2.	REQUERIMIENTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	53
4.	PROPUESTAS DE LAS ESTRATEGIA PARA LA REDUCCIÓN DE LAS FLUCTUACIONES DE POTENCIA MEDIANTE EL USO DE LA MÍNIMA ENERGÍA DE ALMACENAMIENTO	57
4.1.	PROPUESTA Nº1	57
4.2.	PROPUESTA Nº2	59
4.3.	PROPUESTA Nº3	60
4.4.	PROPUESTA Nº4	62

4.5. PROPUESTA N°5	69
5. SIMULACIÓN ANUAL Y ELECCIÓN DE MEJOR PROPUESTA COMO ESTRATEGIA PARA LA REDUCCIÓN DE LAS FLUCTUACIONES DE POTENCIA MEDIANTE EL USO DE LA MÍNIMA ENERGÍA DE ALMACENAMIENTO	78
5.1. PROPUESTA N°4 ANUAL.....	78
5.2. PROPUESTA N°5 ANUAL.....	79
6. LINEAS FUTURAS	81
7. CONCLUSIONES	82
8.BIBLIOGRAFÍA.....	83
ANEXOS	85
ANEXO I	85
ANEXO II	86
ANEXO III	87
ANEXO IV	89
ANEXO V	91
ANEXO VI	93
ANEXO VII	94
ANEXO VIII	96
ANEXO IX	98
ANEXO X	100

Palabras clave: Atenuación de fluctuaciones, capacidad del sistema de almacenamiento, control de rampa, conexión a red, SOC.

Gako-hitzak: Fluktuazioen leunketa, Metatze sistemen kapazitatea, aldapa kontrola, sare konexioa, SOC.

Keywords: Power fluctuation smoothing, Energy storage sizing, ramp rate control, grid connected, SOC.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de radiación solar. ^[1]	14
Figura 2. Funcionamiento del efecto fotovoltaico. ^[3]	15
Figura 3. Sistema fotovoltaico conectado a red.....	16
Figura 4. Sistema fotovoltaico aislado. ^[4]	16
Figura 5. Silicio cristalino. Policristalino (izquierda) y monocristalino (derecha). ^[3]	18
Figura 6. Silicio amorfo. ^[3]	18
Figura 7. Circuito equivalente de una célula solar ^[3]	19
Figura 8. Circuito equivalente completo de una célula solar. ^[3]	20
Figura 9. Curva característica de una célula solar V-I y P-V. ^[3]	20
Figura 10. Curva V-I. Efecto de la temperatura. ^[7]	22
Figura 11. Curva P-V. Efecto de la temperatura. ^[7]	22
Figura 12. Curva V-I. Efecto de la irradiancia. ^[7]	22
Figura 13. Curva P-V. Efecto de la irradiancia. ^[7]	23
Figura 14. Tipos de sombra. Panel sin sombra (izquierda), sombra homogénea (centro) y sombra no homogénea (derecha).....	23
Figura 15. Curva V-I. Efecto sombra no homogénea. ^[3]	24
Figura 16. Zona sombreada por las nubes en una planta fotovoltaica.....	29
Figura 17. Modelo peor fluctuación. ^[14]	30
Figura 18. Distribución de la planta fotovoltaica de Amaraleja. ^[19]	32
Figura 19. Frecuencia de fluctuaciones de potencia fotovoltaica calculadas con una ventana de tiempo de 1 minuto durante un año (2012). ^[14]	33
Figura 20. Estrategia general para evitar fluctuaciones en una planta fotovoltaica. ^[19]	33

Figura 21. Modelo de control de rampa para datos en serie de la potencia fotovoltaica $P_{pv}(t)$ ^[14]	34
Figura 22. Potencia fotovoltaica y potencia inyectada a red un 31 de octubre de 2010 sin estrategia de control. ^[14]	34
Figura 23. Potencia de la batería un 31 de octubre de 2010 sin estrategia de control. ^[14]	35
Figura 24. Energía de la batería un 31 de octubre de 2010 sin estrategia de control. ^[14]	35
Figura 25. Evolución del tiempo de almacenamiento en la batería durante un año. ^[14]	36
Figura 26. Evolución del almacenamiento [h] durante un año con la carga nocturna. ^[14]	37
Figura 27. Esquema de control de rampa con control adicional del SOC. ^[14]	38
Figura 28. Energía en la batería a lo largo del año junio 2010-junio 2011 con Estrategia 0. ^[14]	38
Figura 29. Potencia en la batería a lo largo del año junio 2010-junio 2011 con Estrategia 0. ^[14]	39
Figura 30. Estrategia 0 el 21 de noviembre de 2012. ^[20]	39
Figura 31. Esquema de control de rampa modificado con control del SOC en el inversor. ^[20]	40
Figura 32. Respuesta del sistema con la Estrategia 1 al final del día 29 de enero de 2012. ^[20]	41
Figura 33. Respuesta del sistema con la Estrategia 1 durante el 21 de noviembre de 2012. ^[20]	42
Figura 34. Esquema de control de la Estrategia 2. ^[20]	43
Figura 35. Potencia máxima y mínima teórica y potencia fotovoltaica el 21 de noviembre de 2012 con Estrategia 2. ^[20]	44
Figura 36. Control del SOC durante un instante el 21 de noviembre de 2012 con Estrategia 2. ^[20]	45
Figura 37. Estrategia 2 en un día claro (26 de agosto de 2012) con Estrategia 2. ^[20]	46
Figura 38. Estrategia 2 en un día nublado(23 de noviembre de 2012) con Estrategia 2. ^[20]	46
Figura 39. Modelo de la Estrategia Media Móvil con el offset de pérdidas. ^[19]	47
Figura 40. Simulación de la potencia inyectada a red mediante la Estrategia Media Móvil un día fluctuante (15 de febrero de 2012). ^[19]	48

Figura 41. Potencia en la batería con la Estrategia Media Móvil un día fluctuante (15 de febrero de 2012). ^[19]	48
Figura 42. Energía de la batería con la Estrategia Media Móvil un día fluctuante (15 de febrero de 2012). ^[19]	49
Figura 43. Simulación de la potencia inyectada a red mediante la Estrategia Media Móvil un día claro (10 de agosto de 2011). ^[19]	49
Figura 44. Potencia en la batería con la Estrategia Media Móvil un día claro (10 de agosto de 2011). ^[19]	50
Figura 45. Energía en la batería con la Estrategia Media Móvil un día claro (10 de agosto de 2011). ^[19]	50
Figura 46. Potencia fotovoltaica y energía de la batería de un día nublado con la Estrategia Perez y Hoff. ^[21,22]	51
Figura 47. Variación de potencia fotovoltaica en función del área y la escala temporal en diferentes zonas (izquierda). Variación de la máxima rampa en función del área y la escala temporal en diferentes zonas (derecha). ^[21,22]	53
Figura 48. Energía, capacidad y coste de batería por kW de potencia fotovoltaica, en función de la escala temporal, área de planta y disponibilidad de predicción en California (corresponde a una rampa máxima del 10% de la potencia fotovoltaica instalada). ^[21,22]	54
Figura 49. Energía, capacidad y coste de batería por kW de potencia fotovoltaica, en función de la escala temporal, área de planta y disponibilidad de predicción en Goodwin Creek, Mississippi (corresponde a una rampa máxima del 10% de la potencia fotovoltaica instalada). ^[21,22]	54
Figura 50. Energía capacidad y coste de la batería por kW de potencia fotovoltaica, en función de la escala temporal, área de planta y disponibilidad de predicción en Kalaeloa, Hawaii. Corresponde a una rampa máxima del 10% de la potencia fotovoltaica instalada. ^[21,22]	55
Figura 51. Esquema de control Propuesta Nº1. Fuente: Elaboración propia.	58
Figura 52. Control del SOC en Propuesta Nº1 el 21 de noviembre de 2011. Fuente: Elaboración propia.	58
Figura 53. Esquema de control de Propuesta Nº2. Fuente: Elaboración propia.	59
Figura 54. Control del SOC en Propuesta Nº2 el 21 de noviembre de 2010. Fuente: Elaboración propia.	60
Figura 55. Esquema de control Propuesta Nº3. Fuente: Elaboración propia.	61

Figura 56. Control del SOC en Propuesta N°3 el 15 de febrero de 2011. Fuente: Elaboración propia.	62
Figura 57. Esquema de control de la Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.....	63
Figura 58. Potencia fotovoltaica (PFV), Potencia inyectada a red (Pg), Potencia fotovoltaica máxima teórica (Pbatmax) y Potencia fotovoltaica mínima teórica (Pbatmin) el 15 de febrero de 2011 para Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.	64
Figura 59. SOC de la batería el 15 de febrero de 2011 con Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.	64
Figura 60. Potencia en la batería el 15 de febrero de 2011 con Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.	65
Figura 61. Potencia fotovoltaica (PFV), Potencia inyectada a red (Pg), Potencia fotovoltaica máxima teórica (Pbatmax) y Potencia fotovoltaica mínima teórica (Pbatmin) el 23 de noviembre de 2010 para Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.....	66
Figura 62. SOC de la batería el 23 de noviembre de 2010 con Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.	66
Figura 63. Potencia en la batería el 23 de noviembre de 2010 con Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.	67
Figura 64. Potencia fotovoltaica (PFV), Potencia inyectada a red (Pg), Potencia fotovoltaica máxima teórica (Pbatmax) y Potencia fotovoltaica mínima teórica (Pbatmin) el 26 de agosto de 2010 para Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.	68
Figura 65. SOC de la batería el 26 de agosto de 2010 con Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.	68
Figura 66. Potencia en la batería el 26 de agosto de 2010 con Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.	69
Figura 67. Esquema de control de la Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.....	70
Figura 68. Potencia fotovoltaica (PFV), Potencia inyectada a red (Pg), Potencia fotovoltaica máxima teórica (Pbatmax) y Potencia fotovoltaica mínima teórica (Pbatmin) el 15 de febrero de 2011 para Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.	71
Figura 69. SOC de la batería el 15 de febrero de 2011 con Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.	72

Figura 70. Potencia en la batería el 15 de febrero de 2011 con Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.	72
Figura 71. Potencia fotovoltaica (PFV), Potencia inyectada a red (Pg), Potencia fotovoltaica máxima teórica (Pbatmax) y Potencia fotovoltaica mínima teórica (Pbatmin) el 23 de noviembre de 2010 para Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.....	73
Figura 72. SOC en la batería el 23 de noviembre de 2010 con Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.	74
Figura 73. Potencia en la batería el 23 de noviembre de 2010 con Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.	74
Figura 74. Potencia fotovoltaica (PFV), Potencia inyectada a red (Pg), Potencia fotovoltaica máxima teórica (Pbatmax) y Potencia fotovoltaica mínima teórica (Pbatmin) el 26 de agosto de 2010 para Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.	75
Figura 75. SOC de la batería el 26 de agosto de 2010 con Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.	76
Figura 76. Potencia de la batería el 26 de agosto de 2010 con Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.	76
Figura 77. Energía en la batería para Propuesta N°4 anual.	78
Figura 78. Energía en la batería para Propuesta N°5 con carga inicial anual. Fuente: Elaboración propia.	79
Figura 79. Energía en la batería con carga inicial nula para Propuesta N°5 anual. Fuente: Elaboración propia.	80

GLOSARIO DE ABREVIATURAS

- AC = Corriente Alterna
- C_{BAT} = Capacidad de la batería
- DC = Corriente Continua
- $E_{BAT,MAX}$ = Energía Máxima de la Batería
- $E_{BAT,MIN}$ = Energía Mínima de la Batería
- FV = Fotovoltaica
- GCR = Ratio de suelo
- GSC = Global Solar Certification
- Hz = Hercio
- IGBT = Transistor bipolar de puerta aislada
- kW = Kilovatio
- MOSFET = Transistor de efecto de campo metal-óxido-semiconductor
- MPP = Máximo Punto de Potencia
- MW = Megavatio
- MWp = Megavatio pico
- $P_{BAT}(t)$ = Potencia en la batería en cada instante
- $P_G(t)$ = Potencia inyectada a red en cada instante
- $P_{PV}(t)$ = Potencia Fotovoltaica en cada instante
- $P_{PV,lim,Inverter}(t)$ = Potencia Fotovoltaica Limitada al Inversor en cada instante
- $P_{PV,MAX}(t)$ = Potencia Fotovoltaica Máxima en cada instante
- P-V = Potencia - Voltaje
- r_{MAX} = Rampa Máxima Permitida
- SOC = Estado de carga
- T_c = Temperatura de la célula
- V-I = Voltaje - Intensidad
- W = Vatio
- Wh = Watio · hora

1. INTRODUCCIÓN

1.1. MOTIVACIÓN

Las necesidades energéticas de la sociedad actual crecen de forma acelerada debido a la gran industrialización de grandes futuras potencias como China, India o Brasil. Para hacer frente a esta demanda se está haciendo uso de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón o el gas, generando a la larga una gran emisión de contaminantes a la atmosfera.

De esta forma, la implantación de energías renovables se vuelve una necesidad frente a las generaciones eléctricas tradicionales. Los sistemas renovables aportan una mayor calidad medioambiental, mayor satisfacción hacia los consumidores, así como, un menor coste de inversión y mantenimiento.

La rápida evolución de la tecnología y la caída de los precios en este sector han convertido a la energía fotovoltaica en un pilar fundamental en la generación eléctrica sostenible.

En este sentido, los efectos creados por la variación de la radiación solar son directos si se inyecta esta energía a la red. Pueden crearse grandes variaciones de voltaje, frecuencia u otros problemas eléctricos. Es por ello que suele ser común la existencia de requisitos marcados por los gestores de las redes eléctricas donde se especifican los límites de una planta fotovoltaica. En el caso de pequeñas redes eléctricas, la implantación de este tipo de energía a gran escala puede comprometer seriamente la estabilidad de la red.

Se sabe que la gran mayoría de ocasiones la posibilidad de controlar esas variaciones desde las propias plantas fotovoltaicas no es posible y que es necesario la utilización de módulos externos como pueden ser las baterías, las cuales funcionarán junto con el sistema fotovoltaico, realizando las regulaciones necesarias para el cumplimiento de todos los requisitos.

1.2. OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo principal del presente Trabajo Fin de Grado es el diseño y simulación de una estrategia de control para atenuar las fluctuaciones de potencia en una planta fotovoltaica mediante un sistema de almacenamiento.

Para ello, se programa y se simula mediante el software MATLAB una serie de estrategias ya existentes para estudiar su funcionamiento y posteriormente se comienza con el diseño y la simulación de nuevas estrategias.

Primero se evalúa las nuevas estrategias en días sueltos y posteriormente se analiza su comportamiento a lo largo de todo el año.

2. MARCO TEORICO

2.1. ENERGIA SOLAR

La radiación que llega del sol no llega de manera uniforme, debido a que depende de la hora del día, de la inclinación de la tierra respecto al sol, etc. Por lo tanto, se obtienen valores diferentes de energía recibida en cada región o zona geográfica. Existe la constante solar la cual contempla la energía que llega a la atmosfera procedente del sol $G_{sc}=1367 \text{ W/m}^2$, de los cuales solo llega una media de 1000 W/m^2 a la superficie de la tierra.

En función de cómo reciben los objetos la radiación solar, se puede clasificar en distintos tipos:

- Directa: es aquella que no sufre cambio alguno en su dirección.
- Difusa: la emitida por la bóveda celeste por medio de los fenómenos de reflexión y refracción de la luz solar que se producen en la atmosfera, nubes y elementos terrestres.
- Albedo: es la energía reflejada. La reflectividad de un elemento es el ratio de radiación que refleja. Se mide de 0 a 1. El mínimo valor indica que la superficie absorbe toda la radiación y 1 indica reflectividad
- Global: Se dice de la suma de los tres tipos anteriores. ^[1]

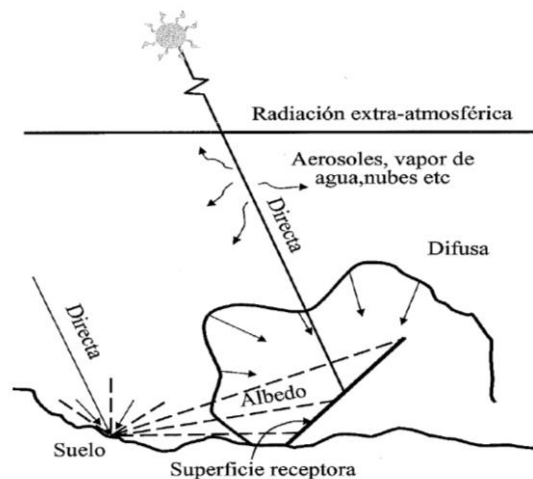


Figura 1. Tipos de radiación solar. ^[1]

2.2. EFECTO FOTOVOLTAICO

Las células solares están hechas de materiales semiconductores, que poseen electrones débilmente ligados ocupando una banda de energía denominada “banda de valencia”. Cuando se aplica una cantidad de energía por encima de un cierto valor a un electrón de valencia, el enlace se rompe y el electrón pasa a una nueva banda de energía llamada “banda de conducción”.

El flujo de electrones en el circuito exterior se llama corriente de la célula y su producto por el voltaje con el que se liberan los electrones determina la potencia generada.

La estructura típica de una célula solar es una unión *pn* similar a los diodos semiconductores, pero no necesariamente la única posible. En las aplicaciones fotovoltaicas, las células solares se interconectan y encapsulan en elementos llamados módulos fotovoltaicos, que es el producto final vendido al usuario. ^[2]

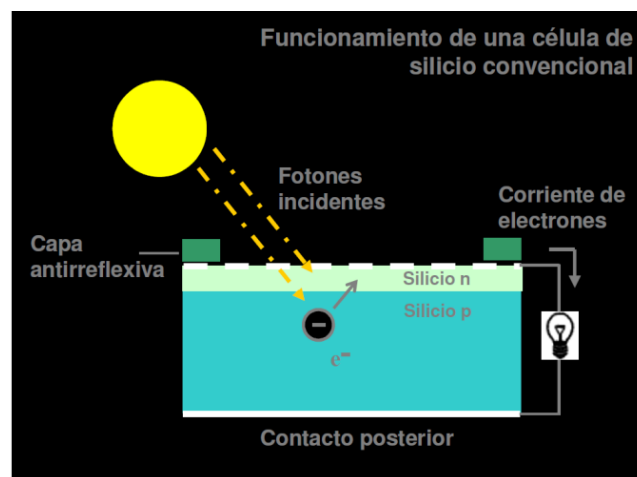


Figura 2. Funcionamiento del efecto fotovoltaico. ^[3]

2.3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED

Un sistema fotovoltaico es aquel que abastece de electricidad a partir de la energía solar usando células fotovoltaicas como medio de conversión. Estas células se agrupan y crean grandes módulos fotovoltaicos con el objetivo de aumentar su potencia. Los sistemas fotovoltaicos se pueden dividir en dos grupos:

- Sistemas fotovoltaicos conectados a red.
- Sistemas fotovoltaicos no conectados a red.

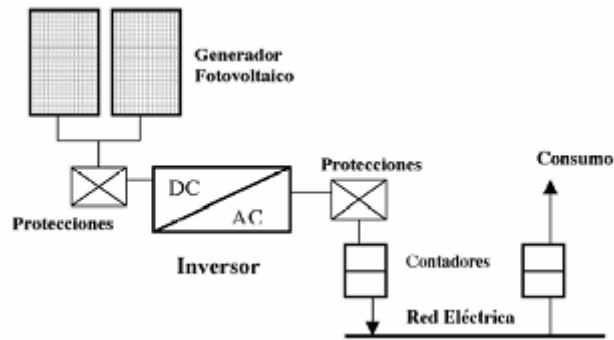


Figura 3. Sistema fotovoltaico conectado a red.

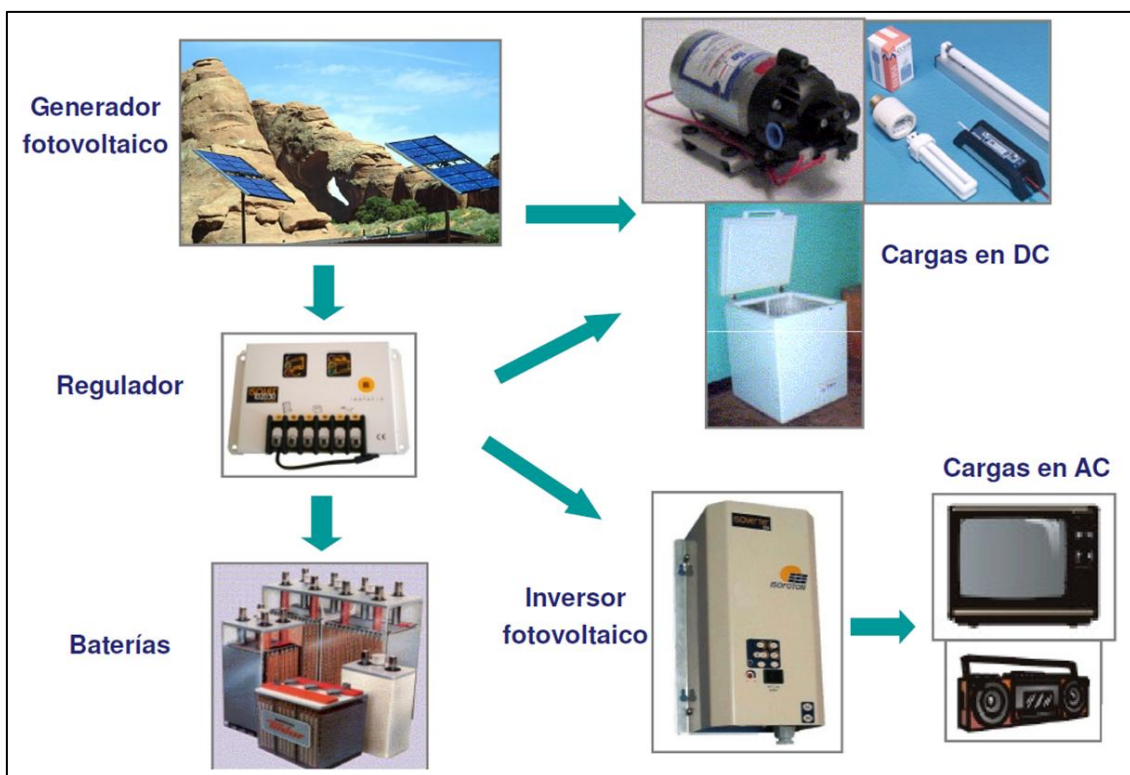


Figura 4. Sistema fotovoltaico aislado. ^[4]

Los sistemas no conectados a red basan su importancia en aplicaciones industriales y de electrificación rural. La generación fotovoltaica crea la oportunidad de desarrollarse a países que no disponen de una extensa red eléctrica, haciendo llegar la electricidad a puntos apartados de la zona geográfica. Estos sistemas combinados con otros tipos de tecnología pueden generar sistemas independientes, con una gran calidad y fiabilidad.

Los sistemas conectados a red, a su vez, están divididos en dos grupos que son los sistemas distribuidos y centralizados. Los sistemas distribuidos son aquellos que proveen de electricidad a un consumidor y el exceso de esta energía es devuelta a la

red. Los sistemas centralizados son aquellos que entregan toda su generación eléctrica a la red, teniendo como objetivo principal generar la máxima energía eléctrica y así abastecer a grandes bloques de demanda energética. Dentro de los sistemas centralizados se encuentran las grandes plantas fotovoltaicas, objeto de este Trabajo Fin de Grado. ^[5]

2.3.1. PANEL SOLAR

2.3.1.1. TECNOLOGÍA

Silicio cristalino

La mayoría de las celdas solares comerciales se basan en silicio en forma monocristalina o policristalina. Existen dos razones principales: la primera es el silicio es el segundo material más abundante en la corteza terrestre por lo que se ha creado una enorme industria que beneficia a la industria fotovoltaica. La segunda es que en su forma cristalina tiene un aceptable ancho de banda para la conversión de energía fotovoltaica. ^[6]

El silicio se puede clasificar de la siguiente manera: monocristalino (células fabricadas a base de lingotes de silicio puro, con eficiencias en torno al 15% en células comerciales, y cercanas al 25% en laboratorio) y policristalino (células fabricadas mediante la refundición de silicio monocristalino, con eficiencias inferiores al 14% en células comerciales y al 18% en laboratorio). Las células de silicio policristalino tienen un rendimiento peor que las de silicio monocristalino, pero también tienen un precio menor, lo que las hace competitivas en mercado. ^[3]

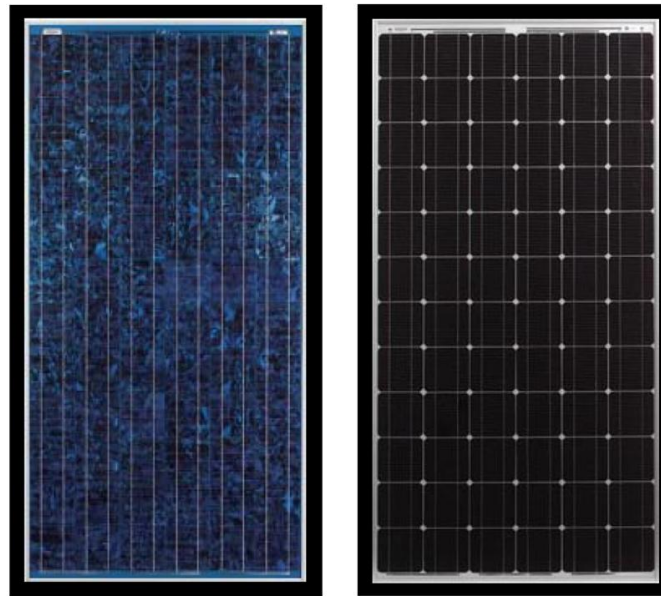


Figura 5. Silicio cristalino. Policristalino (izquierda) y monocristalino (derecha). ^[3]

Silicio amorfo

El silicio amorfo es un material de película delgada que tiene sus átomos arreglados en forma casi aleatoria dentro del sólido, es decir no existe una estructura bien definida como en el caso de los monocristales. El silicio amorfo tiene una gran densidad de defectos los cuales reducen el tiempo de vida de los portadores y dificulta que se dope el material. Aunque añadiendo un 10% de hidrógeno se reduce en gran medida la densidad de estos defectos. De este modo, este material hidrogenado puede ser dopado n o p, lo que lo hace útil para dispositivos semiconductores. ^[6]



Figura 6. Silicio amorfo. ^[3]

2.3.1.2. FUNCIONAMIENTO DE UNA CÉLULA SOLAR

Para analizar el comportamiento de una célula en un circuito es conveniente emplear modelos equivalentes. La corriente fotogenerada puede ser modelada con un generador de corriente mientras que la corriente de oscuridad puede ser representada con un diodo. La descripción corresponde a la figura que tenemos a continuación. ^[7]

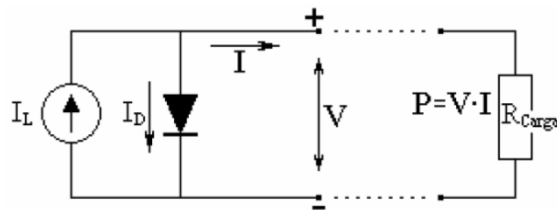


Figura 7. Circuito equivalente de una célula solar ^[3]

Este circuito está descrito mediante la llamada “ecuación característica de la célula solar”:

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \left[\exp \frac{eV}{mkT} - 1 \right]$$

Dónde I , V son la corriente y tensión proporcionadas por la célula. T es la temperatura de la célula (en grados Kelvin). I_L corresponde a la corriente “fotogenerada”, es decir, corriente generada por consecuencia de la incidencia de fotones sobre el material. Esta es directamente proporcional a la irradiancia. I_0 y m son parámetros relacionados con la unión de los dos tipos de semiconductores. Por último e , k son dos constantes, la carga del electrón y la constante de Boltzmann respectivamente.

En una célula solar existen otros efectos no considerados en la ecuación anterior que afectan al comportamiento externo de ésta. De estos efectos extrínsecos se pueden resaltar dos.

- Resistencia serie (R_S): representa la resistencia de los contactos metálicos con el semiconductor, la resistencia ofrecida por las propias capas semiconductoras y la resistencia de los dedos metálicos que constituyen la rejilla o malla metálica frontal.
- Resistencia paralelo (R_P): representa las fugas de corriente proporcionales a la tensión, debidas a imperfecciones en la unión PN de la célula. Estas fugas son debidas a pequeñas corrientes que circulan por la superficie de los bordes de la célula, a pequeños cortocircuitos metálicos, etc. R_P tiene una mayor influencia en zonas de bajas tensiones. ^[3]

Por lo tanto el circuito equivalente queda:

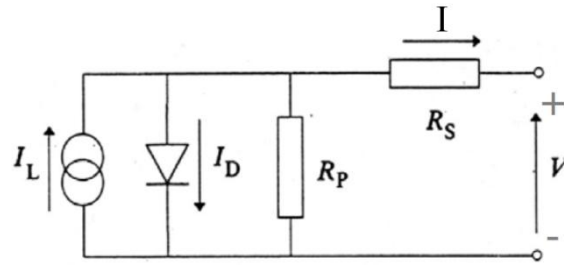


Figura 8. Circuito equivalente completo de una célula solar. ^[3]

Y la “ecuación característica solar”: ^[3]

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \frac{e(V + IR_S)}{mkT} \right] - \frac{V + IR_S}{R_P}$$

Para unas condiciones de temperatura e irradiancia dadas y en base a la ecuación característica solar, se puede desarrollar la curva característica V - I y P - V , donde la curva P - V se obtiene sustituyendo el eje de corriente por el de potencia ($P=V I$).

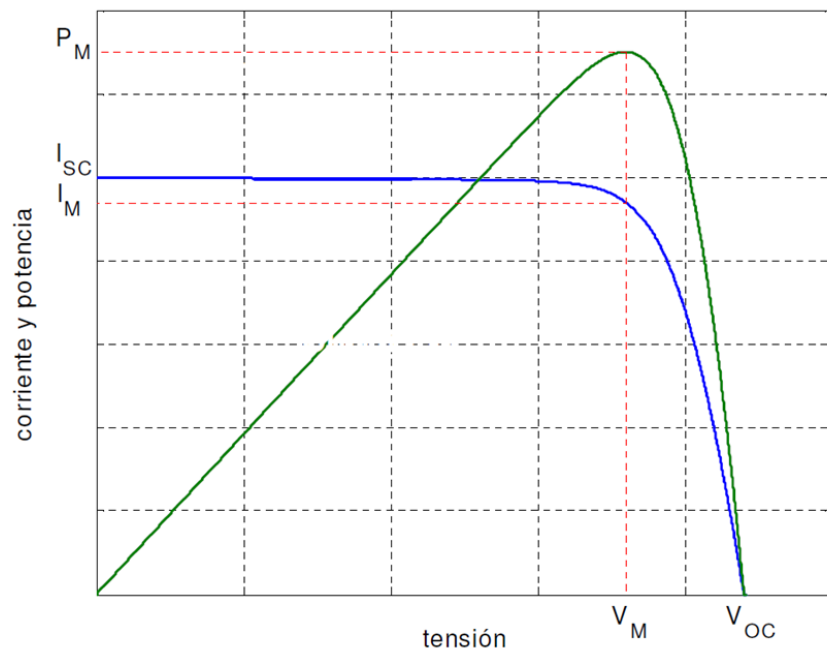


Figura 9. Curva característica de una célula solar V - I y P - V . ^[3]

En la anterior figura quedan marcados los puntos de funcionamiento de una célula, los cuales son:

- I_{SC} , corriente de cortocircuito: es la corriente cuando la tensión en la célula es nula, es decir, la corriente fotogenerada.
- V_{OC} , tensión de circuito abierto: Aquélla en la que la corriente es cero, ningún electrón generado sale de la célula. Es la máxima tensión que puede aportar la célula.
- P_M , potencia máxima extraíble: La máxima potencia que puede dar la célula para unas condiciones externas de irradiancia y temperatura determinadas. Este punto se define como “punto de máxima potencia”.
- V_M , tensión en el punto de potencia máxima.
- I_M , intensidad en el punto de potencia máxima.

2.3.1.3. PROBLEMAS ASOCIADOS A LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

La principal problemática de la generación fotovoltaica es la variabilidad del recurso solar así como los efectos negativos que pueden generarse debido a las condiciones medio ambientales. A continuación se hace una descripción de los problemas que se pueden encontrar en un sistema fotovoltaico.

2.3.1.3.1. EFECTOS DE LA TEMPERATURA AMBIENTE Y LA IRRADIACIÓN

Para comprender correctamente el funcionamiento de la célula solar, es preciso tomar en consideración la influencia de los dos principales factores externos: la temperatura ambiente y la iluminación incidente.

El aumento de la temperatura ambiente a la que se encuentra la célula estrecha el salto entre banda de valencia y conducción de forma que, en condiciones de iluminación constante, aumenta ligeramente la fotocorriente. En general, esta relación es despreciable. Sin embargo, el efecto en la tensión es más importante. El aumento en la temperatura reduce la tensión de circuito abierto según el valor de dV_{OC}/dT_C donde T_C es la temperatura de la célula, dependiente de la temperatura ambiente y la irradiación incidente. ^[7]

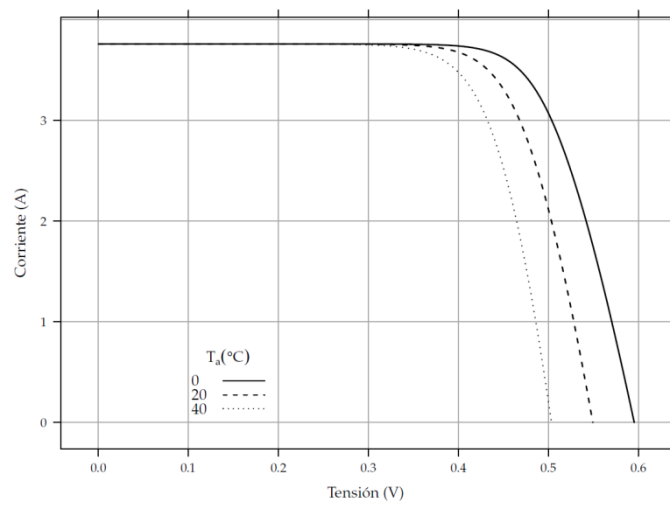


Figura 10. Curva V-I. Efecto de la temperatura. [7]

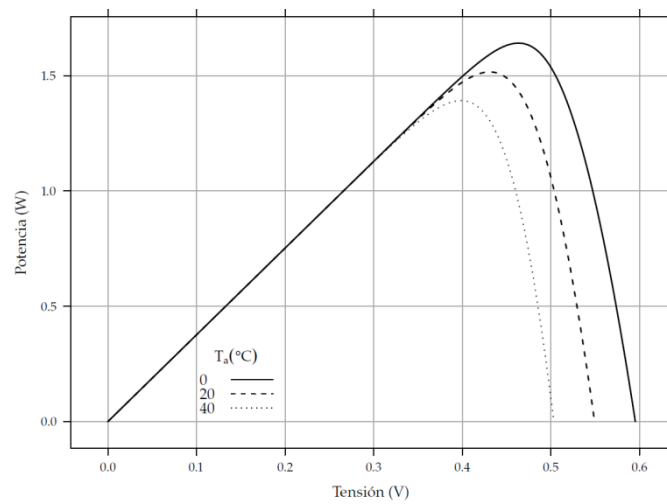


Figura 11. Curva P-V. Efecto de la temperatura. [7]

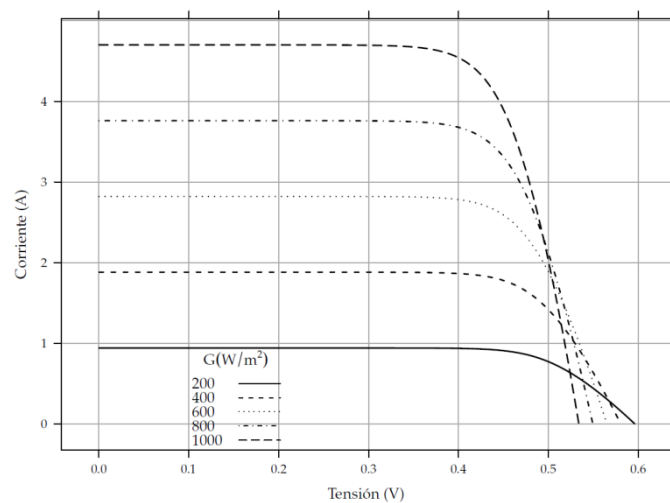


Figura 12. Curva V-I. Efecto de la irradiancia. [7]

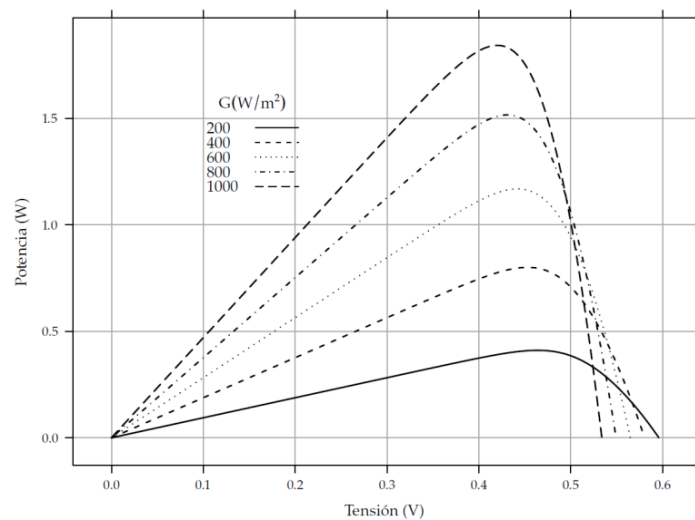


Figura 13. Curva P-V. Efecto de la irradiancia. [7]

2.3.1.3.2. EFECTOS DE SOMBRAS EN LOS PANELES

Los efectos producidos por las sombras en los paneles fotovoltaicos reciben el nombre de efecto sombra según la literatura. Estos efectos se pueden producir, ya sea por nubes, construcciones cercanas u otros paneles adyacentes. Estas sombras evitan que llegue la componente directa de la radiación solar, por lo que no se puede hacer uso de la mayor parte de la energía fotovoltaica.

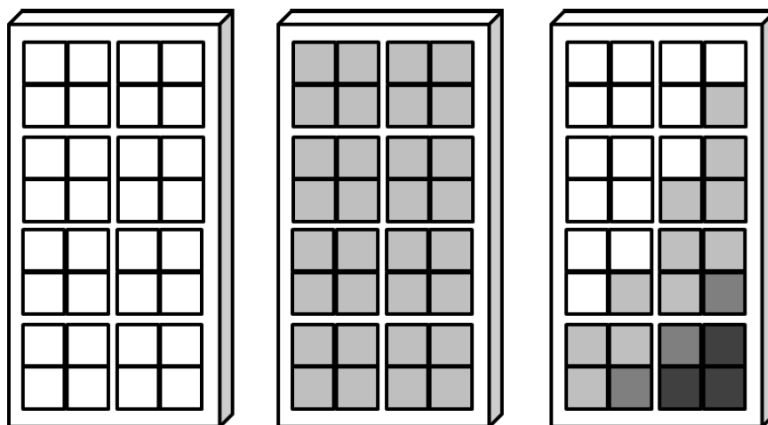


Figura 14. Tipos de sombra. Panel sin sombra (izquierda), sombra homogénea (centro) y sombra no homogénea (derecha).

Una sombra homogénea (que afecta de igual forma a cada una de las células) en una placa solar implica una disminución de la cantidad de radiación incidente en el panel. Por otra parte, el efecto que produce una sombra no homogénea, es muy diferente y el efecto que produce es dependiente de la configuración serie-paralelo que dispongan

las células internamente. La razón viene de que al disminuir la radiación en una célula, la corriente disminuye, por lo que al conectar dos células en paralelo no se generará mayor problema debido a que no existe diferencia entre los voltajes y las corrientes se sumaran. Sin embargo, con la conexión en serie, los distintos valores de corriente pueden generar efectos no deseables. [8]

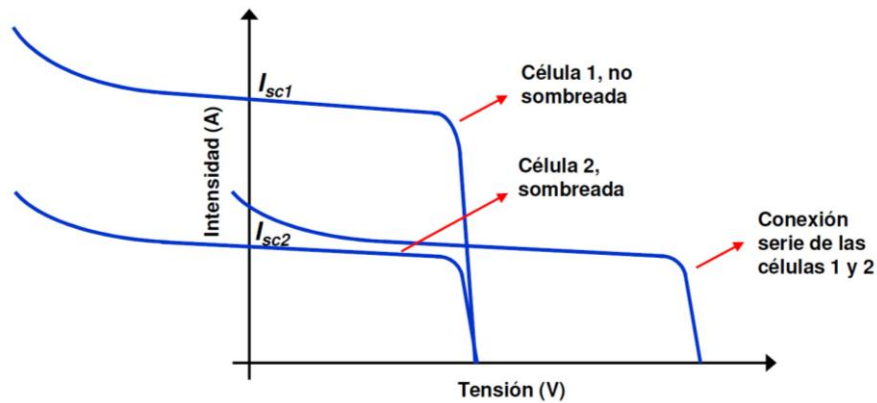


Figura 15. Curva V-I. Efecto sombra no homogénea. [3]

Cuando se produce el sombreado de una célula, esta recibe menor irradiación y su curva V-I se reduce proporcionalmente a lo largo del eje de corriente. De este modo, cuando el punto de operación del panel determina una corriente que se encuentra fuera del rango de operación habitual de la celda afectada, la célula sombreada invierte su polaridad y se convierte en una carga que disipa parte de la potencia generada por la célula no sombreada, aumentando su temperatura y generando “puntos calientes” que pueden dañar la célula de forma irreversible. Este problema tiene una fácil solución, colocar diodos de paso en paralelo con grupos de células en serie para impedir un problema en dichas células afecte al resto. [3]

Otro efecto producido por las sombras no homogéneas tiene relación con la aparición de múltiples MPP en la curva V-P. Como ya se mencionó, la existencia de sombras en un panel se ve reflejado en las curvas V-I de las celdas, y dependiendo de si estas están conectadas en serie (comúnmente es así) o en paralelo el efecto será más o menos dañino, llegando en el peor de los casos a activar el diodo de bypass dejando fuera de operación al panel. [9]

2.3.2. INVERSOR

El acondicionamiento de la potencia eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos (DC) se realiza mediante un inversor (DC/AC) que convierte la corriente continua producida por el generador fotovoltaico a corriente alterna, en fase y a la frecuencia

de la red para una conexión segura. La eficiencia de los inversores es generalmente mayor a 90% cuando éstos operan por encima del 10% de su potencia nominal.

En relación con los aspectos de seguridad y de calidad de la energía producida, las compañías suministradoras del servicio eléctrico requieren de los fabricantes y usuarios de estos equipos el cumplimiento de normas y disposiciones aplicables que garanticen que la instalación y operación del inversor, y del sistema fotovoltaico en su conjunto, sea segura y no afecte adversamente la calidad de la energía.

Tradicionalmente, es un sólo inversor (de la capacidad adecuada) el que maneja la potencia nominal de todo un arreglo fotovoltaico. Sin embargo, cada vez es más común el uso de varios inversores conectados en paralelo. De esta forma cada uno maneja una parte proporcional de la potencia. Incluso, en algunos casos, el inversor viene directamente montado en el respaldo del módulo de manera individual (módulos AC).^[10]

2.3.2.1. CARACTERÍSTICAS DE UN INVERSOR

Si se analiza la ficha técnica de cualquier inversor comercial podemos comprobar cuáles son las características principales de uno de ellos.^[7]

- Potencia nominal y máxima, siendo ésta última un porcentaje de sobrecarga que el equipo es capaz de soportar durante un determinado período de tiempo, el cual viene determinado por el fabricante.
- Ventana de búsqueda del MMP: es el rango de tensiones en las que el inversor aplica un algoritmo de búsqueda del MPP del generador fotovoltaico. Cuando este punto permanece fuera de esta ventana, pese a no ser perjudicial, se pueden ocasionar pérdidas energéticas. En sistemas de conexión a red, los inversores incorporan un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia. Es común que este algoritmo esté incorporado en un sistema de control que actúa sobre la tensión de entrada de un convertidor DC/DC situado a la entrada del inversor. De esta manera, el sistema de control del inversor impone al generador FV un valor de tensión de trabajo.
- Tensión máxima de entrada: es la máxima tensión que el inversor puede aguantar sin sufrir daños. Al contrario que en el caso anterior, sobrepasar esta tensión puede ocasionar daños importantes en el inversor.
- Tensión nominal de salida: es la tensión de red a la que se puede conectar el inversor.

- Eficiencia máxima: máximo valor que toma la relación entre potencia de salida y potencia de entrada. En inversores de calidad la eficiencia es estable en un amplio rango de funcionamiento del equipo y de un valor cercano a la eficiencia máxima.

2.3.2.2. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE UN INVERSOR

Un inversor suele estar compuesto por los siguientes bloques, los cuales se describen brevemente a continuación: ^[7]

- Filtro de entrada: el proceso de conmutación del convertidor elevador y el puente inversor produce en la entrada un rizado que debe ser filtrado. Para reducir este rizado, los inversores suelen incorporar en su entrada un filtro compuesto por condensadores.
- Convertidor DC/DC: adecúa (eleva o reduce) la tensión de salida del generador a la tensión necesaria para el puente de conmutación. Puede realizar las funciones de búsqueda del punto de máxima potencia.
- Puente inversor: realiza el troceado de la señal continua para convertirla en alterna.
- Filtro de salida: elimina o atenúa los armónicos no deseados.
- Transformador: adecua el valor de tensión de salida del puente al de la red y proporciona aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Control: realiza la supervisión de la entrada y salida del convertidor DC/DC y del puente inversor y entrega las consignas correspondientes para localizar y seguir el MPP del generador, y para obtener una señal sinusoidal con bajo contenido en armónicos en la salida del inversor.

La parte fundamental de este equipo es el puente de conmutación, compuesto por un conjunto de dispositivos semiconductores de potencia (MOSFET e IGBT, principalmente). Suponiendo una fuente de tensión continua conectada en la entrada de un conjunto de dispositivos semiconductores de potencia, se puede obtener a la salida ondas de tensión y corriente alternas mediante la conmutación controlada de estos dispositivos. ^[7]

2.4. CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

La frecuencia de un sistema eléctrico convencional, el cual se basa en máquinas síncronas, es el resultado del equilibrio entre potencias activas generadas y consumidas. Suponiendo una situación inicial estable, es decir, la potencia consumida es igual a la potencia generada, con frecuencia igual a la generada, se sabe que la frecuencia tiende a subir cuando se genera un exceso de potencia y tiende a bajar cuando se produce un déficit de potencia. La frecuencia es un parámetro fundamental en la calidad del suministro eléctrico, por lo tanto debe establecerse siempre dentro de unos márgenes muy restrictivos como puede ser 50 ± 1 Hz. La razón principal es que fuera de este rango muchos equipos eléctricos y electrónicos funcionan mal, incluso se puede generar un colapso de la red eléctrica. Es por este tipo de problemas por lo que la Red Eléctrica de España debe trabajar para regular continuamente la producción de energía, controlando los equipos de generación para ajustarlos a la frecuencia y a la demanda.^[11]

La integración de la energía eléctrica es mucho más complicada en zonas donde la interconexión eléctrica es pequeña. Las aplicaciones modernas de la energía eléctrica son más y más sensibles a perturbaciones de calidad de suministro. Tanto los consumidores como los operadores del sistema han tomado conciencia de que la fiabilidad y la operación eficiente de las redes eléctricas y del equipamiento eléctrico final pueden ser solo garantizadas basándose en un elevado nivel de calidad de suministro. Por otro lado, el efecto de las perturbaciones de calidad de suministro eléctrico asociadas a generadores basados en energías renovables debe tenerse en cuenta, en particular, en escenarios con una elevada tasa de penetración de generación eléctrica distribuida de este origen. Varios estudios han mostrado que los límites de compatibilidad definidos en diferentes normas han sido ya excedidos en ciertos casos.^[12]

Por todo ello es imprescindible llegar a unos niveles de calidad en el suministro eléctrico. Se deben tener en cuenta dos aspectos importantes en esa materia:

- La continuidad del suministro, lo cual implica disponer de energía con el mínimo de interrupciones posibles.
- La calidad de onda de la tensión, es decir, que la onda fuese puramente sinusoidal con amplitud y frecuencia constante.

Por normativa europea, la calidad de la onda está recogido en la normativa EN 50160, donde se definen las características de las tensiones suministradas en las redes de distribución. En los casos de energías renovables todavía no existe ninguna norma que recoja las limitaciones que debe cumplirse en la calidad de la onda. ^[13]

En el sector fotovoltaico, actualmente los sistemas conectados a red están convirtiéndose en una tecnología estándar para generar energía eléctrica en los países desarrollados como España. Pasando por las primeras instalaciones de corriente continua descentralizadas y aisladas hasta llegar a las plantas fotovoltaicas con inversores que constituyen grandes plantas de generación fotovoltaica distribuida

Como se ha mencionado, la falta de normativa a nivel europeo genera un clima poco favorecedor para el desarrollo de la generación fotovoltaica, puesto que cada país impone diferentes requerimientos para los componentes que forman parte en una planta fotovoltaica. Esto hace que los fabricantes no puedan normalizar sus productos haciendo que la fabricación sea más costosa y difícil de importar. ^[12]

En base a lo dicho anteriormente se pasa a analizar la base del problema que inspira este trabajo fin de grado, las fluctuaciones en la energía fotovoltaica.

2.4.1. CALIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO: FLUCTUACIONES FOTOVOLTAICAS

Es importante saber que, como en todo proceso de reacción, la regulación de la potencia requiere un tiempo mínimo. Por lo tanto, toda variación que ocurra dentro de ese tiempo mínimo no puede ser compensada, en este caso, por la Red Eléctrica de España. Esto es lo que ocurre con la introducción de centrales fotovoltaicas de gran tamaño en el panorama eléctrico, porque el simple hecho de que pasen nubes puede hacer que la potencia generada oscile en muy poco tiempo de forma considerada. Por lo que, esas fluctuaciones podrían generar perturbaciones de la frecuencia con el riesgo de superar el margen antes mencionado.

El paso de las nubes, que son de extensión finita y se mueven a velocidad también finita, afecta a un punto de tal forma que éste puede pasar de estar totalmente iluminado a estar totalmente oscurecido de forma casi instantánea. Si el área afectada es grande el oscurecimiento puede estar más limitado, ya que la sombra no tiene por qué afectar a toda el área, o simplemente puede oscurecerla de forma evolutiva, porque la sombra tarda un cierto tiempo en extenderse a toda el área. De este modo, los cambios que se producen en un sensor fotovoltaico son significativamente mayores

que los que provoca en la salida de una central de área extensa, es decir, los cambios de irradiancia son mayores que los cambios de potencia.



Figura 16. Zona sombreada por las nubes en una planta fotovoltaica.

La necesidad de intentar paliar estas fluctuaciones ha llevado a conclusiones en el comportamiento de las variaciones muy importantes:

Las fluctuaciones de potencia con intervalos de observación de 10 minutos de una sola central fotovoltaica, son grandes, en torno al 90% en centrales de 50MW. Un procedimiento eficaz para disminuir las fluctuaciones es la dispersión geográfica. Para centrales separadas 6 kilómetros o más la atenuación cumple la regla de $1/\sqrt{N}$, donde N es el número de partes en las que se divide la planta. Además, en base a lo anterior se sabe que aunque la penetración energética fotovoltaica sea del 30% de la potencia total instalada, no existirían riesgos significativos en la perturbación de frecuencia aplicando la mínima dispersión geográfica. Por último, las fluctuaciones guardan relación con el grado de nubosidad y la velocidad del viento, por lo que las mayores variaciones corresponden a los días donde se da alternancia de nubes y claros y velocidades altas de viento.^[11] Teniendo en cuenta estos factores, varios autores han desarrollado el modelo de peor fluctuación donde se estudia la fluctuación máxima de potencia que se puede dar, la cual está definida como la caída exponencial de la potencia fotovoltaica máxima hasta un 10% con una constante de tiempo τ (s). Esta constante de tiempo ha sido determinada empíricamente con la longitud más corta del perímetro correspondiente a la planta fotovoltaica, l (m) y cuya expresión matemática es:

$$\tau = a \cdot l + b$$

Donde $a=0.042$ (s/m) y $b = -0.5$ (s). Para este Trabajo Fin de Grado el valor de τ es de 77.

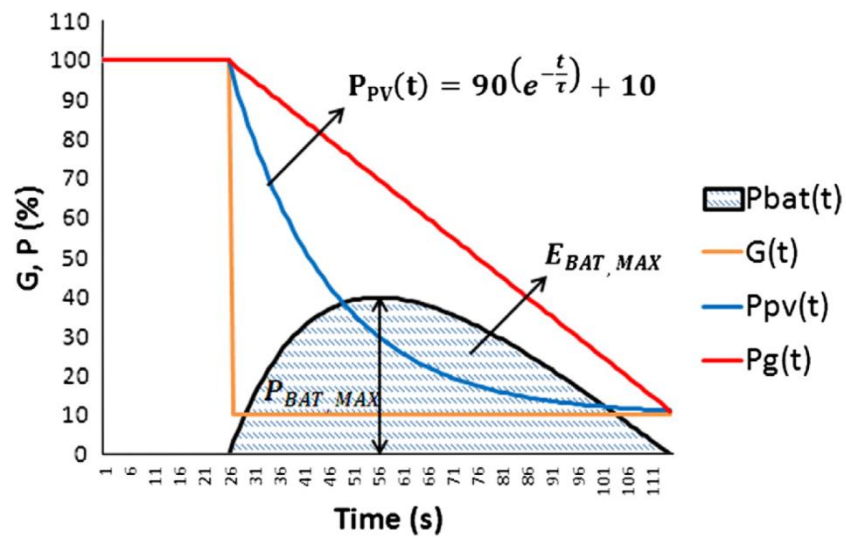


Figura 17. Modelo peor fluctuación. ^[14]

3. ESTUDIO TEORICO DE LAS ESTRATEGIAS PARA LA REDUCCIÓN DE LAS FLUCTUACIONES MEDIANTE EL USO DE LA MINIMA ENERGIA DE ALMACENAMIENTO

Desde hace más de 25 años que se trata el tema de las fluctuaciones fotovoltaicas causadas por el paso de las nubes pero es ahora cuando se hacen interesantes esos estudios con la irrupción de las energías renovables. Como ya se ha repetido varias veces anteriormente en este texto, la inyección de energía fotovoltaica puede afectar a la calidad de la red. En particular, las fluctuaciones de potencia de menos de 10 minutos son los típicos que acaban siendo absorbidos por la red. Este fenómeno recoge gran importancia en las islas, donde las redes eléctricas son pequeñas ya que, la atenuación de estas fluctuaciones por dispersión geográfica está limitado.^[15]

Las plantas fotovoltaicas tradicionales (sin sistemas de almacenamiento) recogen unas fluctuaciones de hasta un 90% en potencias de 1MW y de 70% en las de 10 MW.^[16] Por lo tanto, la necesidad de cumplir con unos mínimos requisitos de calidad obliga a combinar la generación fotovoltaica con algún tipo de sistema de almacenamiento, como es en el estudio de este trabajo, las baterías.^[14] La literatura ha trabajado el cálculo de estas baterías pero de forma muy simple por lo que se han supuesto caídas repentinas desde la mayor fluctuación hasta el 0% de potencia, lo que viene a ser la mayor fluctuación posible.^[17] Otros estudios más realistas analizan una caída desde la máxima potencia al 10% en 2 segundos para el cálculo de la capacidad en las baterías.^[18]

La instalación de un sistema de almacenamiento tiene un gran peso en la viabilidad de nuevas plantas fotovoltaicas debido a los altos costos y vida útil de estos. Cualquier reducción en la capacidad y en los ciclos de carga/descarga de la batería representara un efecto positivo tanto energético como económico en las plantas fotovoltaicas del futuro.^[19]

3.1. USO DE DATOS

Los datos usados en las simulaciones procedían de una extensa adquisición de datos de dos diferentes plantas fotovoltaicas. Las muestras fueron tomadas cada muy poco tiempo para poder captar las fluctuaciones fotovoltaicas. A continuación se describe brevemente las dos plantas de donde han procedido los datos.

3.1.1. PLANTA FOTOVOLTAICA DE MOURA

Esta planta está localizada en Amareleja al sur de Portugal. Ocupa un área de 250 Ha y dispone de 2550 seguidores solares con una potencia de 17,7 a 18,8 kWp cada uno, lo que da un resultado de 45,6 MWp. La potencia del inversor correspondiente es de 38,5 MW y el ratio de suelo (GCR) es de 0,162. Los seguidores solares son de eje vertical con una inclinación de 45 grados respecto a la horizontal. La planta está dividida en 70 unidades, cada cual dispone de 36 seguidores conectados a un inversor de 550 kW DC/AC. La mínima distancia entre las unidades es de 220 metros y la máxima es de 2,5 km. La recogida de datos fue llevada a cabo por un grupo de investigación de la Universidad Pública de Navarra, monitorizando cada 5 segundos la salida de potencia de todos los inversores de la planta. Se dividió la recogida de datos en 5 secciones desde 0,55 kW hasta 11,5 MW. La razón de esta subdivisión fue la necesidad de encontrar la dependencia de los requerimientos de almacenamiento con el tamaño de la planta para la tesis de Iñigo de la Parra, la cual es la base y la inspiración de este trabajo. La figura siguiente muestra la planta de Moura subdividida en secciones. ^[14]

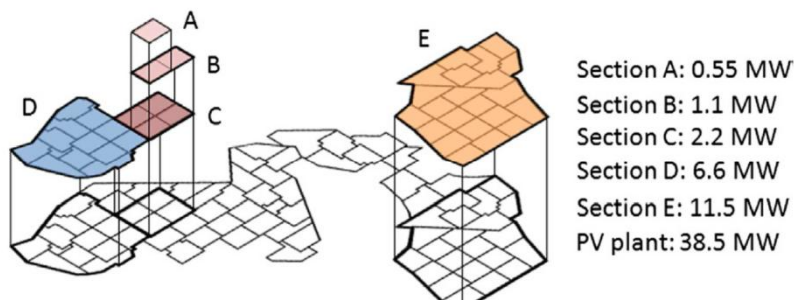


Figura 18. Distribución de la planta fotovoltaica de Amaraleja. ^[19]

3.2. FLUCTUACIONES DE POTENCIA SIN ALMACENAMIENTO

Teniendo los valores de potencia en cada instante de tiempo $P(t)$, adquiridos cada uno en una cierta muestra de tiempo Δt , la fluctuación de potencia en cada instante de tiempo t , $\Delta P_{\Delta t}(t)$, está definida por la diferencia entre dos valores consecutivos de potencia, normalizado por la potencia del inversor P_n :

$$\Delta P_{\Delta t}(t) = \frac{[P(t) - P(t - \Delta t)]}{P_n} \times 100 \text{ [%]}$$

Si se establece una determinada rampa o límite de fluctuación, se puede estudiar las veces que se ha superado dicho límite, es decir, el número de veces que $abs [\Delta P \Delta t (t)] > r$ y la relación que tiene con el tamaño de la planta. En base a los datos obtenidos en Amaraleja. Se determina esa relación con el siguiente gráfico donde se observa que un sistema de almacenamiento es siempre necesario incluido cuando la planta fotovoltaica es grande. ^[14]

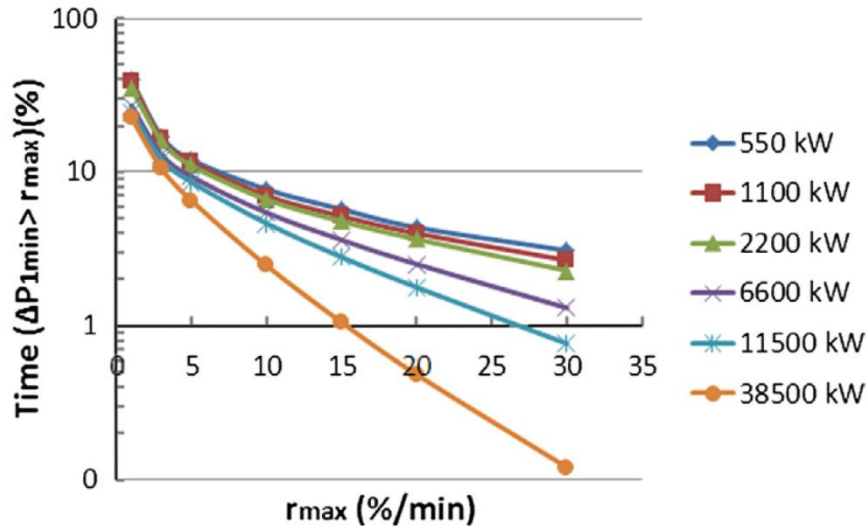


Figura 19. Frecuencia de fluctuaciones de potencia fotovoltaica calculadas con una ventana de tiempo de 1 minuto durante un año (2012). ^[14]

La estrategia general para llevar a cabo el control de las fluctuaciones en las plantas fotovoltaicas se rige por la siguiente figura, donde se observa que el algoritmo de control reduce las fluctuaciones de la potencia fotovoltaica hasta el máximo permitido y lo inyecta a la red. La diferencia de potencia entre lo inyectado a la red y la potencia fotovoltaica es almacenada o absorbida en la batería dependiendo de si la fluctuación sea al alza o a la baja. Pese a que aparezca la eficiencia del convertidor y la batería, realmente se pueden despreciar puesto que son valores que no afectan al comportamiento del sistema.

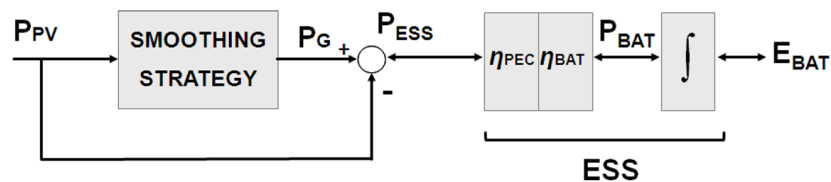


Figura 20. Estrategia general para evitar fluctuaciones en una planta fotovoltaica. ^[19]

3.3. CONTROL DE RAMPA

Suponiendo un valor de rampa máxima por minuto establecido para inyectar a la red (observamos un modelo básico de control a continuación) y sabiendo que $P_{PV}(t)$, $P_G(t)$ y $P_{BAT}(t)$ son respectivamente la potencia evaluada en el inversor fotovoltaico, la potencia inyectada a la red y la potencia en la batería, tenemos:

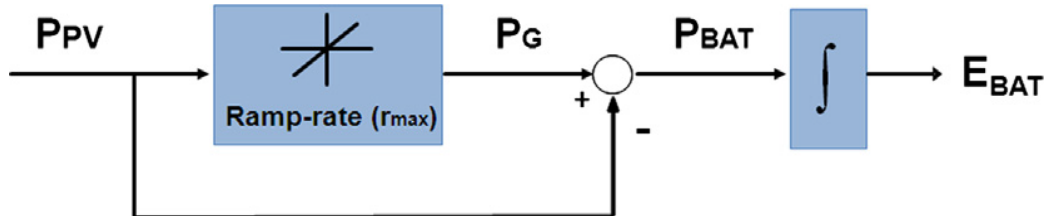


Figura 21. Modelo de control de rampa para datos en serie de la potencia fotovoltaica $P_{PV}(t)$ [14]

Por lógica vemos que la potencia en la batería por instante de tiempo queda:

$$P_{BAT}(t) = P_G(t) - P_{PV}(t)$$

Para facilitar al máximo la comprensión se han ignorado las pérdidas en la batería y el convertidor. Inicialmente, el convertidor inyecta toda la potencia fotovoltaica en la red, $P_G(t) = P_{PV}(t)$ y el control es activado cuando el máximo permitido se sobrepasa, es decir, cuando:

$$|\Delta P_{G,1min}(t)| > r_{max}$$

Tomando como ejemplo representativo del control anterior se muestra a continuación el comportamiento de las diferentes partes de la sección de 1.1MW de potencia de la planta Amaraleja un día de gran fluctuación.

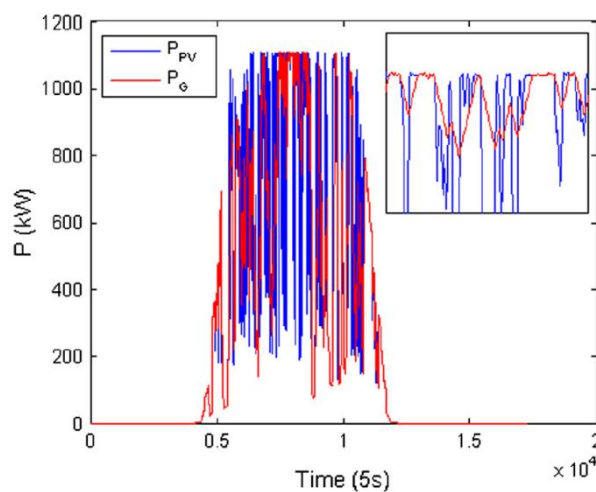


Figura 22. Potencia fotovoltaica y potencia inyectada a red un 31 de octubre de 2010 sin estrategia de control. [14]

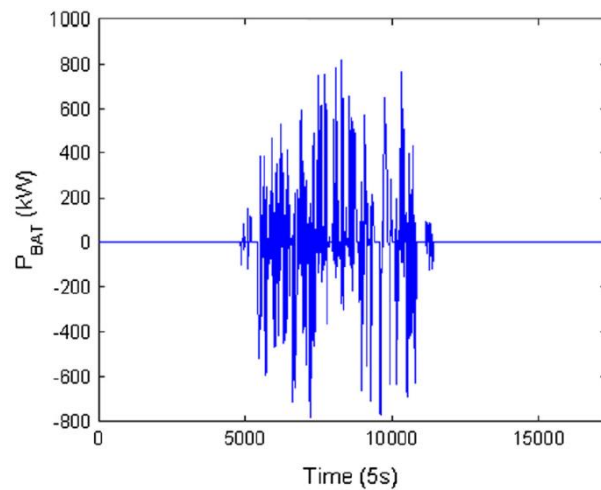


Figura 23. Potencia de la batería un 31 de octubre de 2010 sin estrategia de control. ^[14]

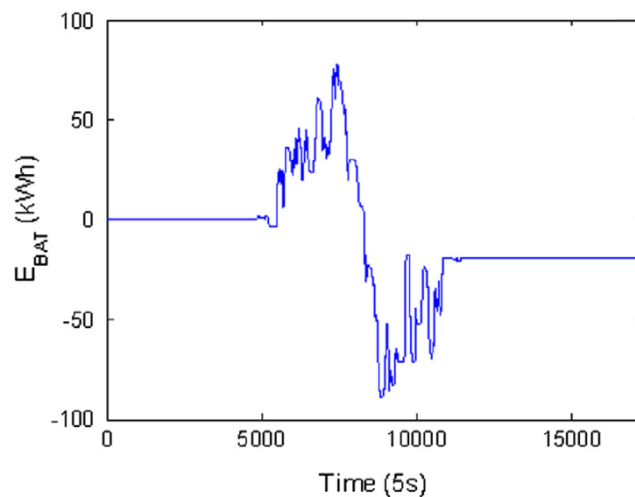


Figura 24. Energía de la batería un 31 de octubre de 2010 sin estrategia de control. ^[14]

Los requerimientos para la batería aquel día corresponden a la máxima energía alcanzada ese día. En este ejemplo la potencia máxima requerida por la batería corresponde $P_{BAT,MAX} = 873 \text{ kW}$ ($P_{BAT,MAX} = 0.79P_n$) y la capacidad de la batería representa la diferencia entre el máximo valor de energía en la batería y el mínimo, $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 175 \text{ kW}\cdot\text{h}$ (o lo que viene a ser 10 minutos de capacidad o 0,16 h de producción fotovoltaica a potencia nominal).

Es importante remarcar que la energía al final del día es negativa. Aunque debido a la simetría de la energía solar durante el día esto, a priori, parezca extraño, el grafico de potencia en la batería nos muestra como la parte superior (cuando la batería esta descargándose) dispone de una mayor área que la parte inferior (cuando la batería se carga).

Esto puede llevar a pensar en la problemática que puede traer el hecho de que la batería este descargada al final del día puesto que esta energía negativa es concatenada con el comienzo del siguiente día. Una simulación de un año entero con una rampa máxima de 10%/min y teniendo en cuenta que el valor de energía al final del día en la batería es el mismo que el del día siguiente nos muestra una tendencia de que la batería nunca vuelve a recuperar su carga positiva.

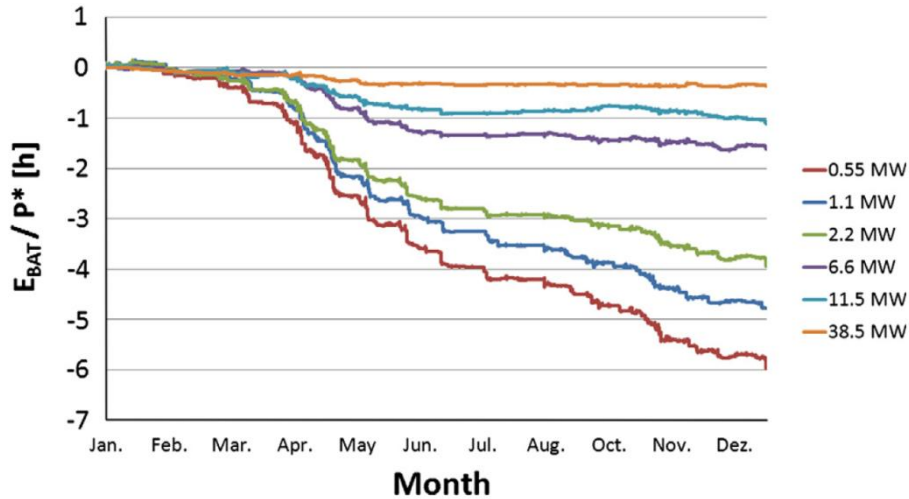


Figura 25. Evolución del tiempo de almacenamiento en la batería durante un año. [14]

En base a estos resultados se logra una primera e importante conclusión. Parece ser que es más recomendable asignar un único sistema de almacenamiento a toda una planta o a todas las diferentes secciones de esa planta que dividir el sistema de almacenamiento por secciones.

Por otro lado, la tendencia de descargarse de la batería obliga a disponer de grandes capacidades para unas pocas horas, por lo tanto se buscan alternativas más prácticas que consisten en ir recargando la batería a lo largo del año. Además, es importante tener en cuenta el hecho de que la gestión de energía por parte de la batería es muy pequeño por lo que la eficiencia de esta última se vuelve un hecho poco relevante.

3.3.1. RECARGA NOCTURNA DE LA BATERÍA

Para dar solución a la tendencia de la batería a descargarse al final del día se simula una estrategia donde la batería se recarga a las noches con la potencia de la red, logrando de esta forma que:

$$E_{BAT,final\ del\ día_{i-1}} < 0 \rightarrow E_{BAT,inicio\ del\ día_i} = 0$$

De esta forma la tendencia de la batería a descargarse no afecta al cabo del año y se limita a la capacidad requerida en un día, lo cual reduce mucho el tamaño de la batería. La lógica nos dice que los requerimientos de la batería están limitados

lógicamente por la mayor de las fluctuaciones, en cambio la energía en la batería no está limitada de la misma forma puesto que esta depende de la distribución de las fluctuaciones a lo largo del peor día.). Aunque esta estrategia acabe con el fenómeno de la descarga de la batería a lo largo del día, realmente no es un método eficiente, puesto que hacemos uso de la energía de la red en una planta fotovoltaica.

Por ejemplo los requerimientos de la batería para una $r_{MAX} = 10\%/min$ en la sección de 1,1 MW de Amareleja son $P_{BAT,MAX} = 890$ kW ($P_{BAT,MAX} = 0,81 \cdot P_n$) y $E_{BAT,MAX} = 451$ kWh (25 minutos de capacidad, equivalente a 0,41h de producción fotovoltaica a P_n).

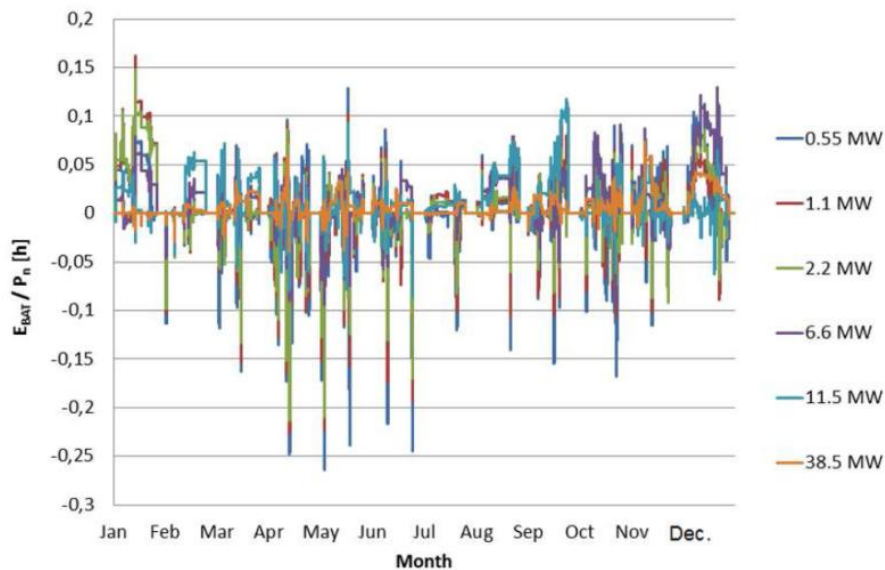


Figura 26. Evolución del almacenamiento [h] durante un año con la carga nocturna. ^[14]

3.3.2. ESTRATEGIA 0: RECARGA DE LA BATERIA DURANTE EL DÍA CONTROLANDO EL ESTADO DE LA CARGA.

Una interesante estrategia de control donde se contempla la posibilidad de recargar la batería sin necesidad de hacer uso de la red eléctrica, consiste en establecer un valor de referencia para la energía en la batería $E_{BAT,REF}$ e implementar un lazo de control donde, respetando siempre el límite de la rampa máxima, se logre mantener siempre ese valor en la batería.

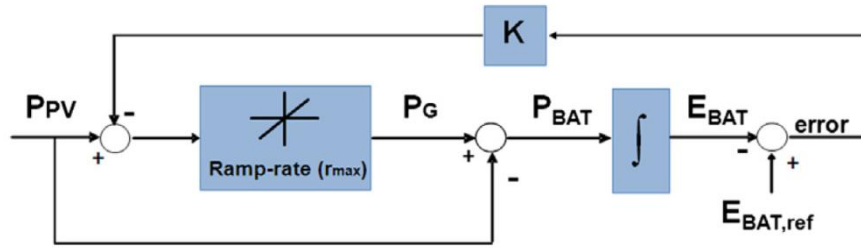


Figura 27. Esquema de control de rampa con control adicional del SOC. ^[14]

El control podrá ser más rápido o más lento dependiendo de la ganancia K . De este modo la descarga de la batería no afecta ni al cabo de un año ni al cabo de un día, simplemente al tiempo en que tarde en reponer a la batería en su valor de $E_{BAT,REF}$ junto a todo esto, se reduce el tamaño requerido para la batería comparado con la recarga nocturna.

Un valor acertado de K puede ocasionar que las fluctuaciones sean compensadas justo después de que ocurran, por lo que la capacidad de la batería queda relevada a la peor fluctuación que se pueda tener.

Siguiendo con el ejemplo de la sección de 1,1 MW de Amareleja y con los valores de $E_{BAT,REF}$ y K en 175 kWh y 6 respectivamente (valores que mantienen el equilibrio entre rapidez de carga y estabilidad del sistema) se obtienen los siguientes valores de E_{BAT} y de P_{BAT} a lo largo de todo un año.

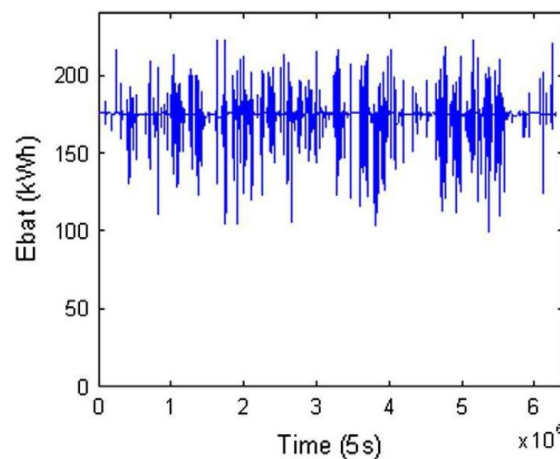


Figura 28. Energía en la batería a lo largo del año junio 2010-junio 2011 con Estrategia 0. ^[14]

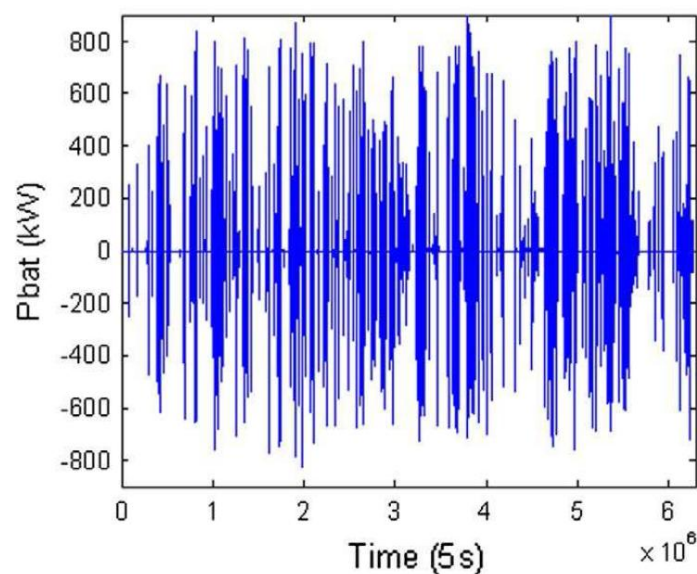


Figura 29. Potencia en la batería a lo largo del año junio 2010-junio 2011 con Estrategia 0. ^[14]

En este ejemplo se observa que $P_{BAT,MAX} = 890 \text{ kW}$ ($P_{BAT,MAX} = 0,81 \cdot P_n$) y $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 124 \text{ kWh}$ (6,7 minutos de capacidad, equivalente a 0,11h de producción fotovoltaica a P_n). Valores mucho menores que en el caso de la recarga nocturna.

Analizando el comportamiento de la Estrategia 0 en un día concreto muy fluctuante como puede ser el 21 de Noviembre se observa que los requerimientos de la batería para este día concreto son $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 14,041 \text{ kWh}$. Esto es correspondiente a un SOC máximo y mínimo de 85,07% y 27,90% respectivamente. ^[20]

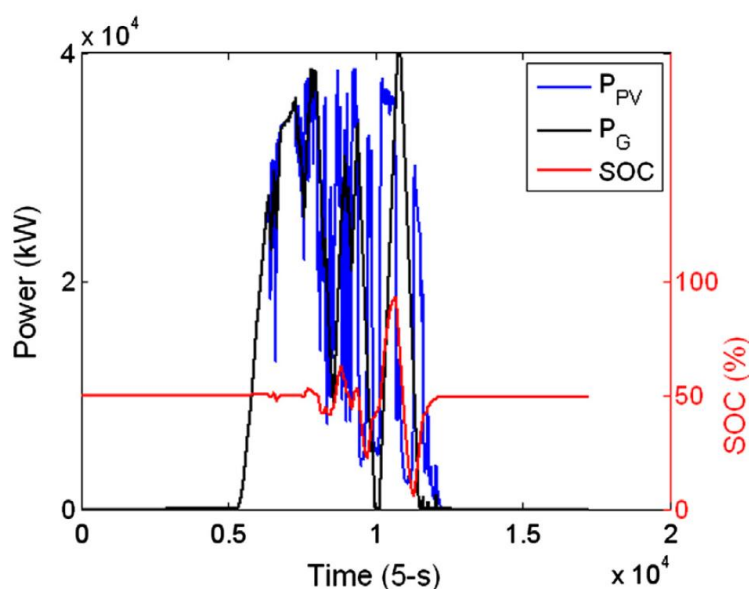


Figura 30. Estrategia 0 el 21 de noviembre de 2012. ^[20]

3.3.3. ESTRATEGIA 1: HACIENDO USO DE LOS INVERSORES FOTOVOLTAICOS.

Una opción para evitar la doble batería de la estrategia 0 es evitar las subidas de potencia desde los inversores. Pese a que no se puede limitar las fluctuaciones a la baja, es posible limitar al inversor en otro punto diferente al de máxima potencia (MPP), haciendo que el inversor cumpla con una cierta variación por minuto durante las variaciones al alza. Se debe tener en cuenta toda la planta fotovoltaica, por lo que la fluctuación al alza será limitada en cada uno de los inversores. Por lo tanto el incremento total de potencia fotovoltaica será siempre menor, o igual en el peor de los casos, que la máxima variación por minuto que puede haber en cada inversor. Por esta razón, el sistema de almacenamiento será solamente requerido en las fluctuaciones a la baja, con la consecuencia de necesitar la mitad de la batería que en la Estrategia 0.

A continuación se ve el esquema del control implementado en esta estrategia, donde, aunque parezca que poco ha cambiado respecto al esquema de la Estrategia 0, posee cambios importantes. Para empezar las fluctuaciones al alza están todas limitadas por el valor máximo de rampa que se desee.

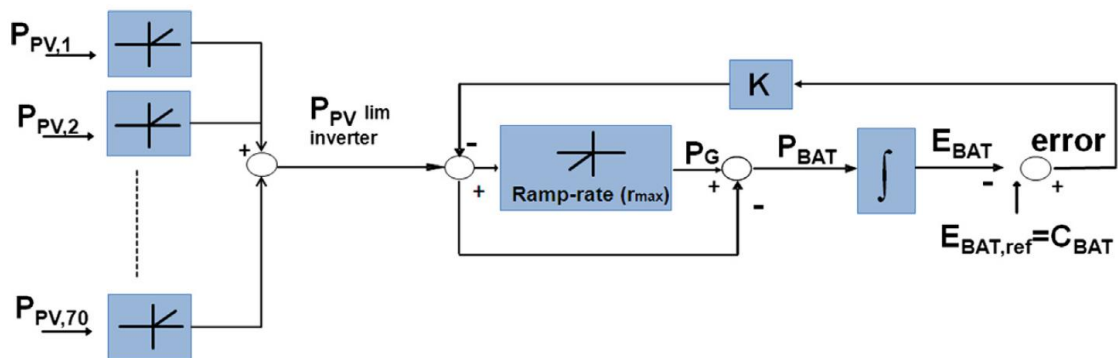


Figura 31. Esquema de control de rampa modificado con control del SOC en el inversor. [20]

En segundo lugar, la suma de la salida de todos los inversores nos asegura de que la potencia total siempre respeta la máxima variación de potencia durante las fluctuaciones al alza. Por lo que solo es necesario usar un limitador para el descenso de las fluctuaciones que responde a la siguiente ecuación:

$$\left[\frac{P_{PV}(t - \Delta t)}{P_N} - \Delta t \cdot r_{MAX} \right] > P_{PV}(t)$$

Donde r_{MAX} esta expresado en [%/min]. Al igual que en la Estrategia 0 el esquema de control incluye un control del SOC pero en este caso la $E_{BAT,REF}$ corresponderá al 100% del SOC. Es decir, que las fluctuaciones hacia arriba están limitadas por los

inversores y las fluctuaciones hacia abajo están limitadas por el sistema de almacenamiento. Como pequeño ejemplo del funcionamiento de la Estrategia 1 podemos observar a continuación la potencia fotovoltaica, la inyección a red y el SOC de la batería para una $r_{MAX} = 2\%/min$. Se debe recordar que el SOC a diferencia de la Estrategia 0 se debía mantener al 100%. La línea azul representa el total de la potencia aportada por los inversores en el punto de máxima potencia $P_{PV,MPP}(t)$. La línea verde en cambio representa la suma de la potencia de los inversores limitada por las fluctuaciones al alza, en la cual se puede apreciar como respeta la $r_{MAX} = 2\%/min$. La línea negra describe la potencia inyectada a la red y la línea roja representa el SOC del sistema de almacenamiento. Al contrario que $P_{PV,lim\ inverter}(t)$, $P_G(t)$ se ve compensada de las fluctuaciones a la baja con la misma rampa $r_{MAX} = 2\%/min$. La diferencia entre la línea verde y la línea azul, corresponden a la pérdida de energía por la limitación de los inversores. En este ejemplo el SOC decrece desde el 100% hasta el 40%

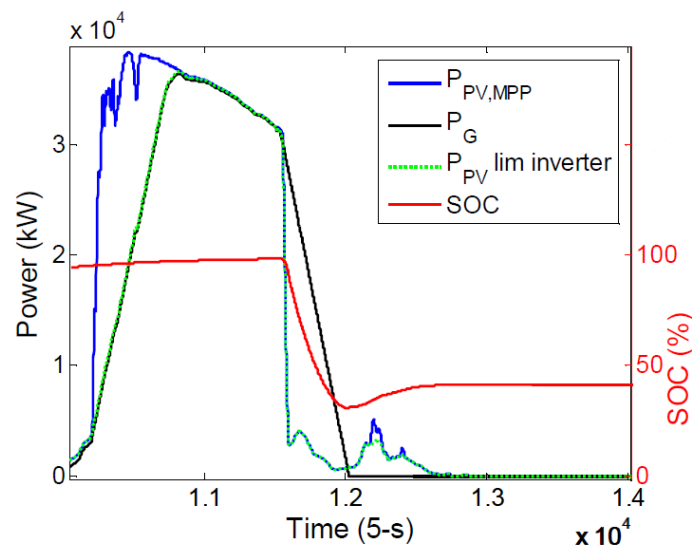


Figura 32. Respuesta del sistema con la Estrategia 1 al final del día 29 de enero de 2012. ^[20]

Con los mismos requisitos que en el ejemplo anterior ($r_{MAX} = 2\%/min$) pero en un día extremadamente fluctuoso, se observa que la rampa máxima se sigue cumpliendo tanto con las fluctuaciones al alza como a la baja. Para este día en particular los valores de SOC máximo y SOC mínimo son del 100% y 39,30% respectivamente. Estos datos generan una necesidad en la batería de $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 7453$ kWh.

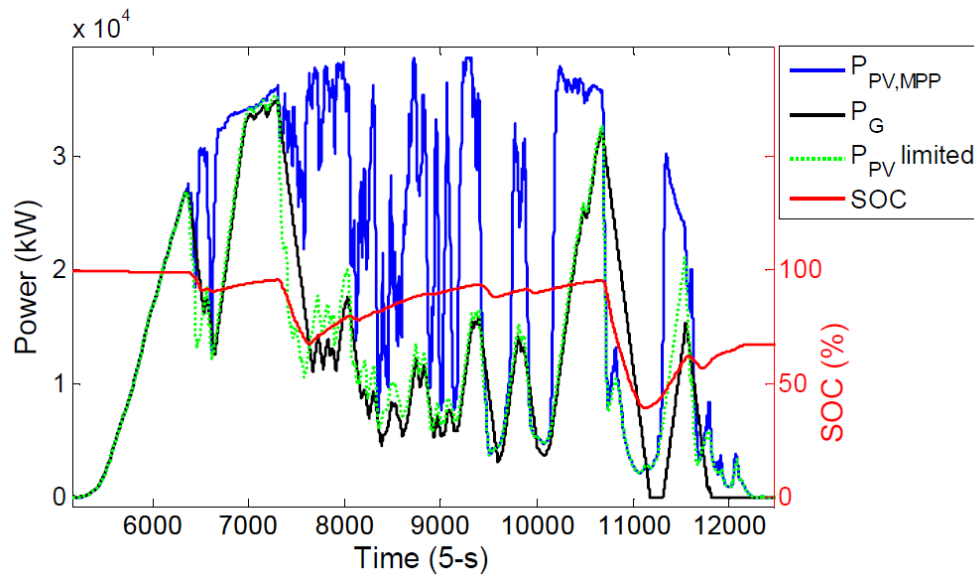


Figura 33. Respuesta del sistema con la Estrategia 1 durante el 21 de noviembre de 2012. [20]

Es importante reconocer que esta estrategia, hace uso de la mitad de los requerimientos que son necesarios en la Estrategia 0. En este ejemplo, las pérdidas por las limitaciones de los inversores alcanzan un 36% pero, se debe tener en cuenta que en un día con menos fluctuaciones estas pérdidas se reducirán.

3.3.4. ESTRATEGIA 2: CONTROL DE RAMPA BASADO EN EL MODELO DE UNA PLANTA DE POTENCIA FOTOVOLTAICA.

Este método se basa en implementar un control de SOC basado en la producción fotovoltaica actual y sus límites de producción. A pesar de la variación de la energía solar. Sus límites son bien conocidos.

La generación de potencia fotovoltaica instantánea es relativamente sencillo de calcular para unos valores específicos de irradiancia, $G(t)$ y una temperatura de célula, $T_c(t)$, mediante un modelo paramétrico de la planta fotovoltaica. Es decir, se puede estimar en cada momento los límites de la planta fotovoltaica bajo las condiciones de un cielo claro, $P_{PV,MAX}(t)$ y bajo las condiciones de un cielo nublado, donde solo llega la luz difusa a los colectores solares, $P_{PV,MIN}(t)$.

Estas potencias representan el máximo y la mínima potencia que puede darse en la planta fotovoltaica en cada instante. De esta forma, es posible calcular la máxima variación de potencia que puede ocurrir, indiferentemente de que sea negativa o positiva, de la potencia instantánea generada en la planta fotovoltaica, $P_{PV}(t)$. En

definitiva, es posible obtener el estado de la carga necesario para absorber o proporcionar la energía necesaria dependiendo de la naturaleza de la fluctuación, al alza o a la baja. A continuación se puede observar el esquema de control, el cual tiene su base al igual que la Estrategia 1, en el esquema de la Estrategia 0.

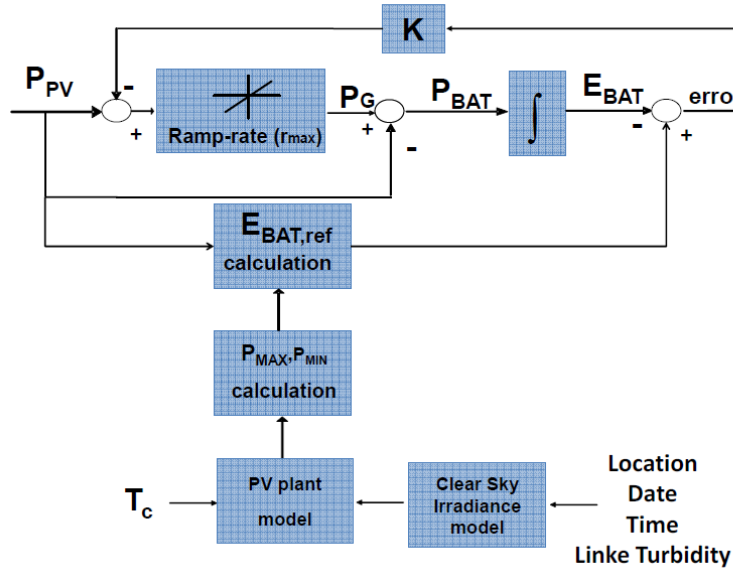


Figura 34. Esquema de control de la Estrategia 2. ^[20]

La diferencia básica con los esquemas anteriores es que en este caso, aparece un nuevo bloque el cual permite calcular el valor de $E_{BAT,REF}$ (SOC), a través de la temperatura en la célula (T_c) y de este modo, permitirle a la batería proveer a la batería la suficiente potencia para cubrir ese descenso de radiación o en su defecto, para absorber ese exceso de potencia.

Como ejemplo se muestra a continuación el comportamiento de la Estrategia 2, donde se observan los límites de la potencia fotovoltaica generada en cada instante.

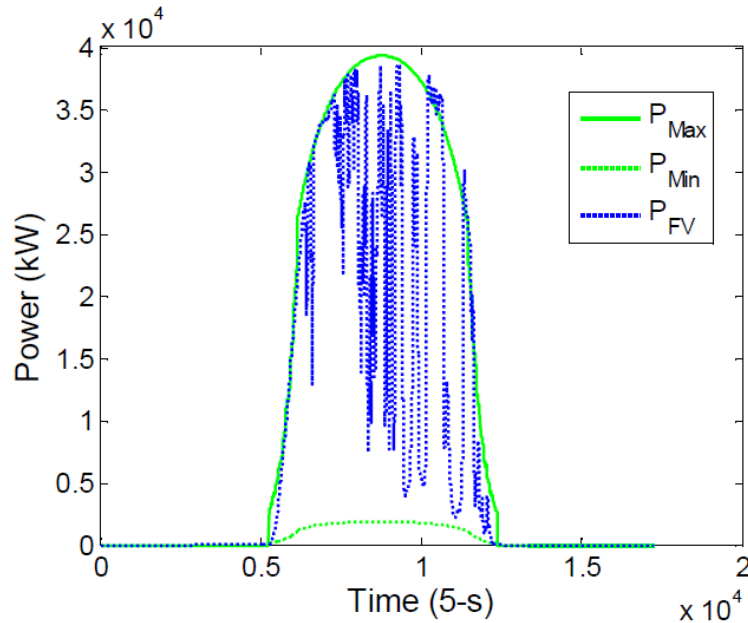


Figura 35. Potencia máxima y mínima teórica y potencia fotovoltaica el 21 de noviembre de 2012 con Estrategia 2. ^[20]

Se puede observar que existen puntos donde $P_{PV}(t)$ supera a $P_{PV,MAX}(t)$. Esto se debe a que los días con nubes intermitentes puede haber reflexiones entre la radiación que llega a la tierra y las nubes. En cualquier caso, no son casos significativos puesto que son excepciones puntuales que no afectan al funcionamiento del sistema. Debido a que el modelo de la planta tiene en cuenta las pérdidas ocasionadas por las sombras, el gráfico no alcanza esa forma de campana que se esperaba. Tener en cuenta las pérdidas por las sombras permite alcanzar un modelo más preciso, aunque bien es cierto, que no es necesario.

3.3.4.1. CÁLCULO DEL SOC DE REFERENCIA

Teniendo en cuenta que los límites superiores como inferiores de potencia fotovoltaica son bien conocidos, es lógico implementar una estrategia que haga uso de estos dos límites. Es posible controlar la referencia del SOC del sistema de almacenamiento dependiendo de la naturaleza de la fluctuación. En otras palabras, es posible mantener el SOC cerca del 100% en un día claro y con la planta a pleno funcionamiento, sabiendo que lo único que podría ocurrir sería una fluctuación a la baja, la cual sería suplida por el sistema de almacenamiento. Del mismo modo el SOC estará en un nivel lo más bajo posible en un día nublado donde la planta fotovoltaica esté operando bajo radiación difusa y este generando poca potencia, con el fin de absorber la fluctuación al alza que

pudiese ocurrir. El resto de estados del SOC variarán en función de la meteorología. La ganancia usada en esta estrategia es $K=6$.

Analizando el comportamiento del SOC en un instante se puede observar que, en primer lugar, la capacidad disponible en la batería para descargar ante la máxima fluctuación a la baja posible $C_{BAT,d}$ es la misma energía que se necesita inyectar a la red para compensar esa fluctuación. Por otro lado, la capacidad para cargar la batería en el momento que ocurre la máxima fluctuación al alza, $C_{BAT,c}$ es la diferencia requerida en el sistema de almacenamiento para absorber esa fluctuación.

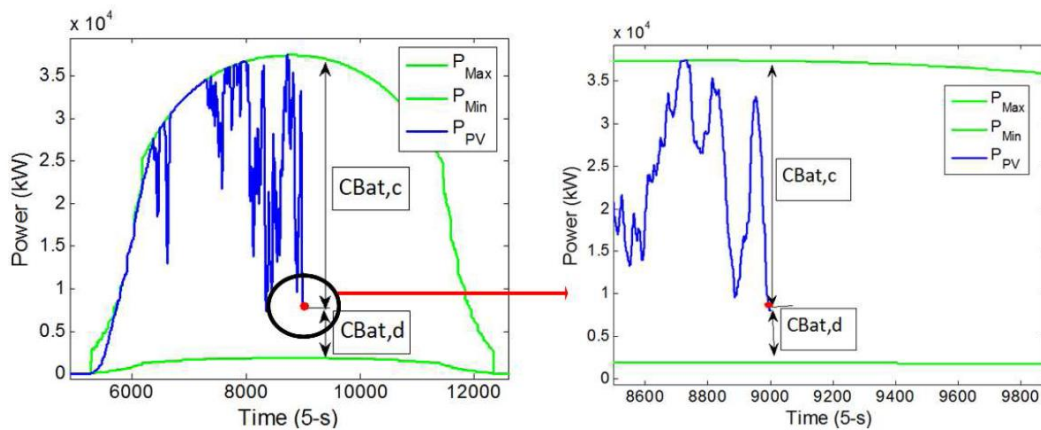


Figura 36. Control del SOC durante un instante el 21 de noviembre de 2012 con Estrategia 2.
[20]

Es importante remarcar que cuando la planta está trabajando en un punto cercano al mediodía, es decir, cuando la potencia fotovoltaica máxima es igual a la potencia nominal ($P_{PV,Max}(t) = P_N$), la suma de la capacidad de descarga y carga de las baterías debe ser igual a la capacidad para compensar la posible rampa ($C_{BAT,d} + C_{BAT,c} = C_{BAT,ramp}$).

Es por ello que solo existe un punto del estado de carga en la batería que cumple con los requisitos de la rampa, el resto del tiempo $C_{BAT,d} + C_{BAT,c} < C_{BAT,ramp}$. Es decir, que al contrario que al mediodía no trabajamos en un punto si no en una zona. Si el SOC se encuentra en esa zona no es necesaria ninguna modificación, por lo que se pueden reducir los ciclos del sistema de almacenamiento, por lo que, obviamente, las pérdidas y la degradación por ciclo serán menores. Este día particular requiere una energía en la batería de $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 8276$ kWh y el SOC máximo y mínimo correspondiente es de 88,84% y 21,43% respectivamente. Se observa que la capacidad necesaria para el mismo día comparado con la Estrategia 0 es la mitad aproximadamente.

Lo mencionado anteriormente aplicado a la evolución del SOC durante un día claro y nublado, se analiza como durante el día claro el valor de $P_{PV}(t)$ se mantiene cerca del

límite $P_{PV, MAX}(t)$. En el momento que el nivel del SOC alcanza un valor suficiente para poder mitigar una fluctuación a la baja, este se vuelve constante. Con la misma lógica actúa el sistema en los días nublados, cuando el SOC alcanza un nivel lo suficientemente bajo para absorber una posible fluctuación al alza, se vuelve constante.

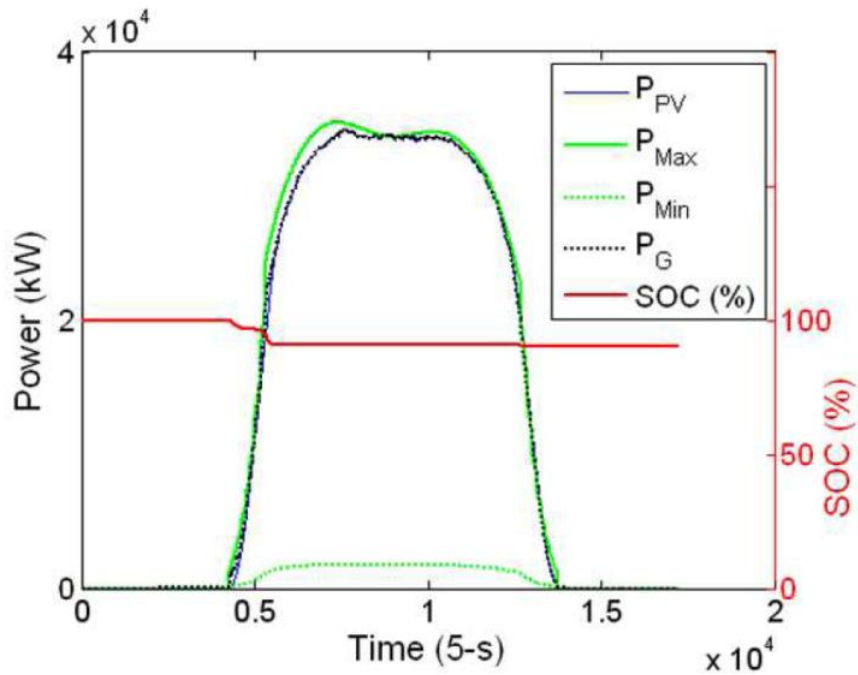


Figura 37. Estrategia 2 en un día claro (26 de agosto de 2012) con Estrategia 2. ^[20]

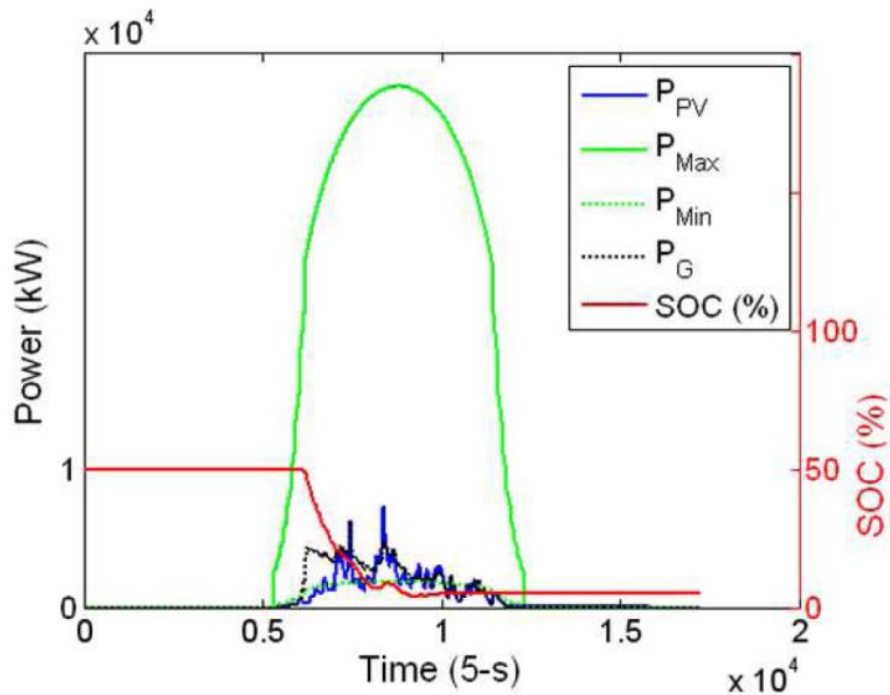


Figura 38. Estrategia 2 en un día nublado (23 de noviembre de 2012) con Estrategia 2. ^[20]

3.4. ESTRATEGIA MEDIA MÓVIL

Mediante el vector de valores recogido el filtrado de la potencia fotovoltaica para inyectar a red se calcula a través de la media de la producción en una ventana de tiempo de duración T .

$$P_G(t) = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t P_{PV}(t) dt$$

Cuanto mayor es el tiempo de la ventana, mayor es la suavización de la fluctuación. La principal ventaja de este método es que si se tiene un convertidor y una batería ideales (sin perdidas) se supone que la energía de la batería al comienzo y al final de cualquier día debería ser iguales, por lo que no sería necesario ningún control del SOC para prevenir la continua descarga de la batería como se ha visto en la estrategia de control de rampa. Sin embargo, si ni el convertidor ni la batería son ideales, la batería se descarga hasta el valor equivalente de la energía perdida en los procesos de carga y descarga del sistema de almacenamiento. Para dar solución a este problema se puede compensar con un offset la media de las perdidas y añadirselas a la potencia inyectada en la red.

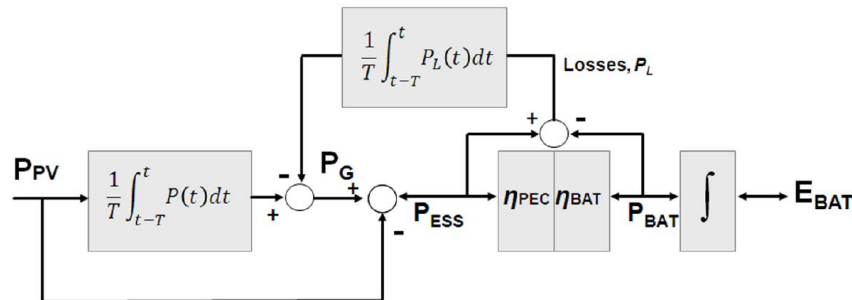


Figura 39. Modelo de la Estrategia Media Móvil con el offset de pérdidas. ^[19]

Mediante complejos estudios se comprueba que la ventana de tiempo es independiente de la sección de la planta y que solo guarda dependencia con la máxima fluctuación permitida en %/min:

$$T = \frac{5400}{r_{MAX}} (s)$$

Las siguientes figuras reflejan los resultados obtenidos al aplicar esta estrategia un día fuertemente fluctuante, con una ventana de tiempo de $T=2700s$. Se comprueba que la máxima variación de potencia fotovoltaica que se recoge es de 1,95%/min como era de esperar. La potencia máxima en la batería es de $P_{BAT,MAX} = 919 \text{ kW}$ (or $P_{BAT,MAX} = 0.83 \cdot P^*$) y la capacidad requerida $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 378 \text{ kW}\cdot\text{h}$ (o 20 minutos de

capacidad, equivalente a 0.34 h de producción a P^*). Gracias al control de offset de las pérdidas en la batería y convertidor el SOC tiende a volver a su valor inicial. Pese a que la potencia inyectada a red está más suavizada que con el control de rampas, el sistema de almacenamiento sufre más ciclos. La energía total que pasa por la batería es de 2052 kW·h, lo equivalente al 70% de la producción diaria, de los cuales las pérdidas en la batería y el convertidor son del 5,2%.

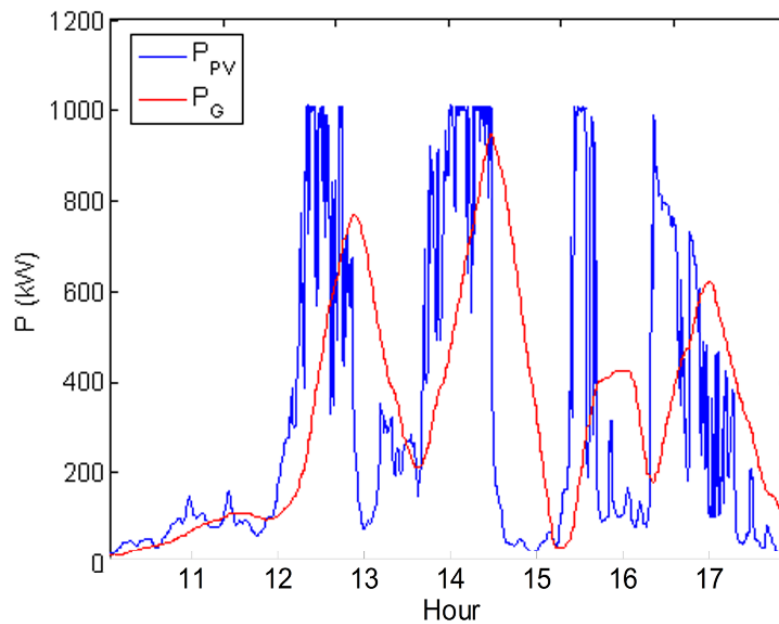


Figura 40. Simulación de la potencia inyectada a red mediante la Estrategia Media Móvil un día fluctuante (15 de febrero de 2012). ^[19]

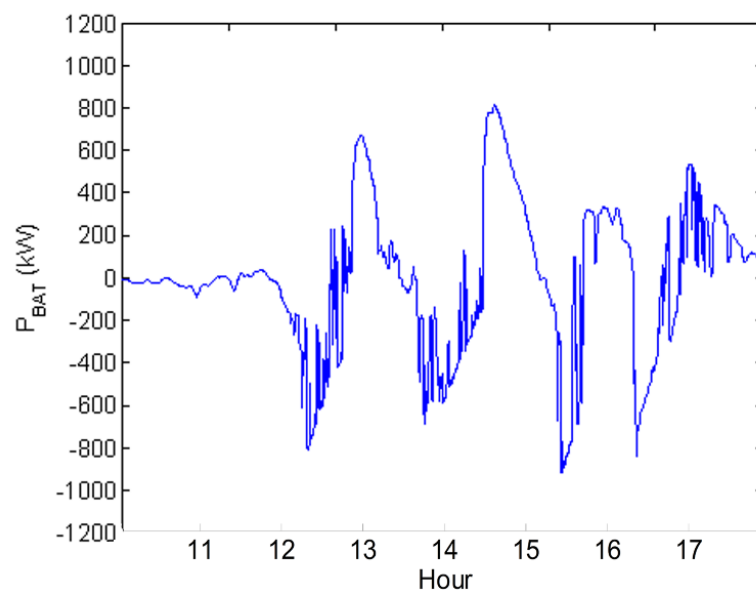


Figura 41. Potencia en la batería con la Estrategia Media Móvil un día fluctuante (15 de febrero de 2012). ^[19]

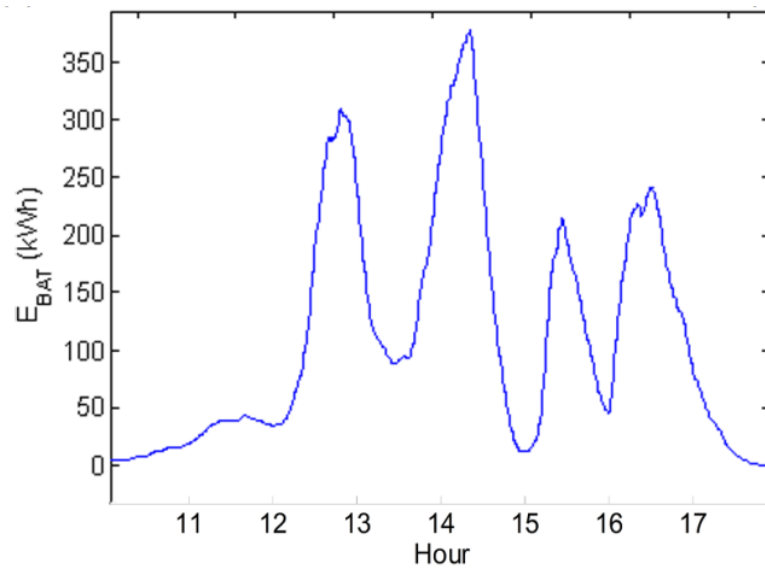


Figura 42. Energía de la batería con la Estrategia Media Móvil un día fluctuante (15 de febrero de 2012). ^[19]

Hay que resaltar que su buen funcionamiento también debe darse en días claros, ya que la estrategia debe funcionar en cualquier día. Pero debido a la ausencia de métodos de predicción esta estrategia se debe aplicar desde la salida del sol lo cual genera un ciclo de carga/descarga innecesario puesto que el sistema de control está a la espera de una fluctuación que no llega nunca. Este comportamiento se puede comprobar en los próximos gráficos.

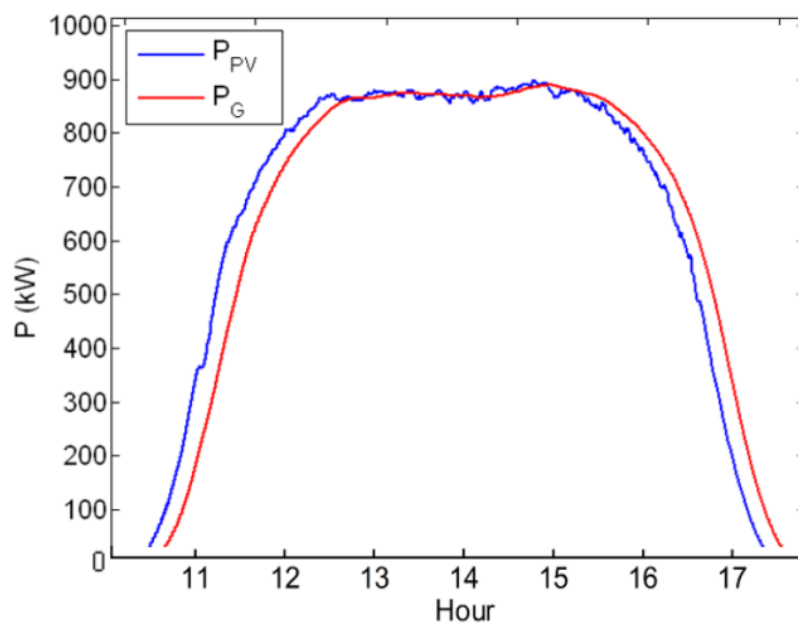


Figura 43. Simulación de la potencia inyectada a red mediante la Estrategia Media Móvil un día claro (10 de agosto de 2011). ^[19]

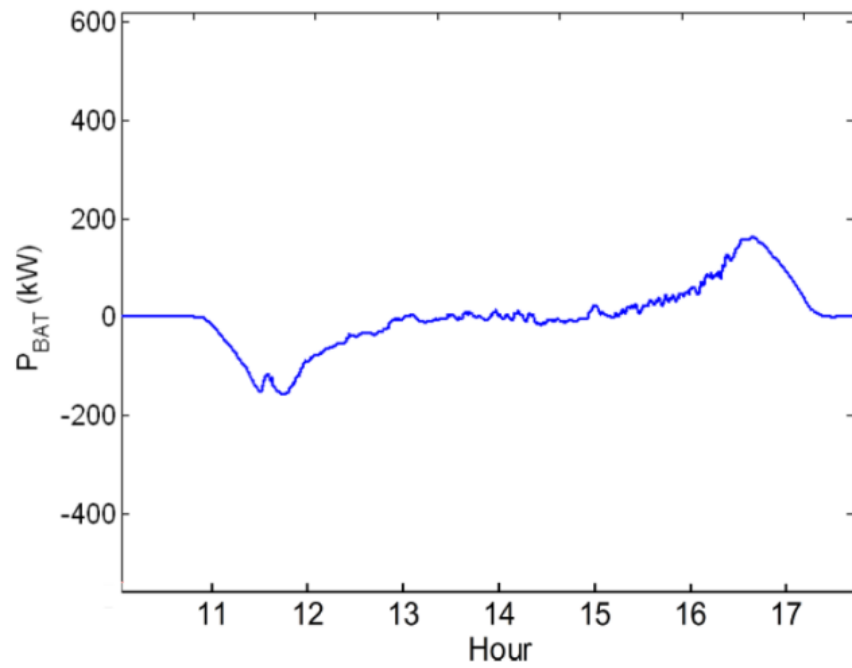


Figura 44. Potencia en la batería con la Estrategia Media Móvil un día claro (10 de agosto de 2011).^[19]

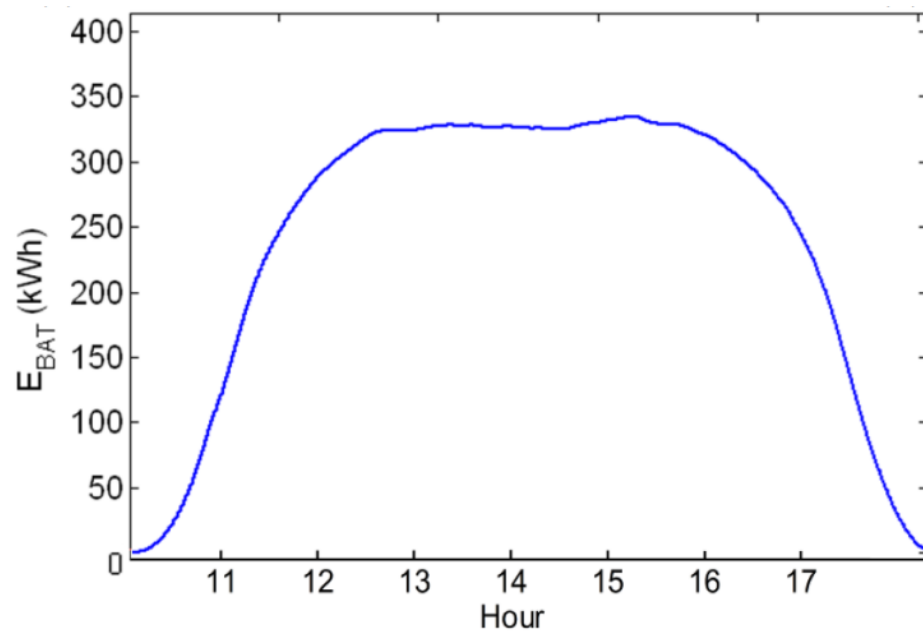


Figura 45. Energía en la batería con la Estrategia Media Móvil un día claro (10 de agosto de 2011).^[19]

3.5. ESTRATEGIA RICHARD PEREZ Y THOMAS E. HOFF

En relación con la atenuación de las fluctuaciones Richard Perez y Thomas Hoff han desarrollado otra estrategia, la cual fue presentada en la edición XXVIII de la Conferencia y Exhibición Europea de Energía Solar Fotovoltaica.

Las medidas utilizadas para cuantificar la variabilidad de la atenuación fotovoltaica fueron las especificaciones y el coste del sistema de almacenamiento necesario para mantener el nivel de rampas por debajo del nivel deseado. Al igual que las anteriores estrategias analizadas, cuando la salida de la potencia fotovoltaica fluctúa, esta es filtrada mediante el sistema de almacenamiento absorbiendo o entregando la energía necesaria para que no se exceda la rampa en ningún momento. El sistema de almacenamiento está controlado por un algoritmo que establece la referencia de la batería en la media móvil de la potencia fotovoltaica sin filtrar. La ventana temporal puede ser ajustada como ya se ha visto anteriormente para establecer un valor de rampa diferente.

Suponiendo que se conocen los valores de producción futuros, como por ejemplo en un estudio donde se han recopilado datos durante un año la media móvil puede estar centrada en el valor actual. Tomando este caso como ejemplo, en la siguiente figura puede verse cómo se comporta el sistema de almacenamiento en un día nublado. Donde según el estudio de Perez y Hoff la rampa inyectada a red pasa de un 40%/min a menos de 1%/min.

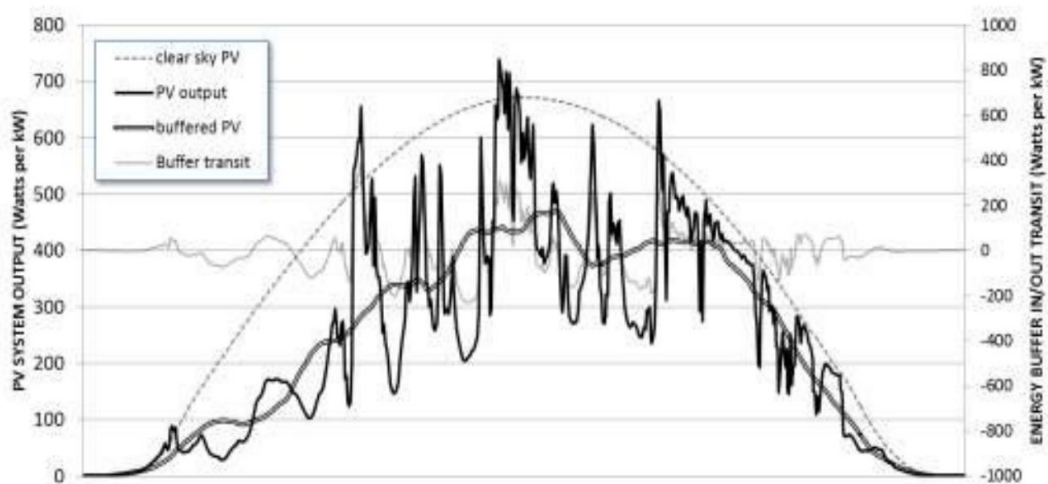


Figura 46. Potencia fotovoltaica y energía de la batería de un día nublado con la Estrategia Perez y Hoff. ^[21,22]

El estudio de Perez y Hoff se centra en la variación impredecible de las rampas, la cual se basa en la diferencia entre la variación entre la potencia fotovoltaica de la planta y la variación de la rampa proveniente del modelo geométrico solar de un día claro (el

cual se puede ver en la figura anterior). La diferencia entre la variación de la rampa entre la potencia fotovoltaica real y el modelo de día claro es insignificante a corto plazo (tramos de menos de 10 minutos) pero esta diferencia se hace muy patente en tramos mayores (de una a dos horas).

Los datos experimentales utilizados para calcular las especificaciones de la batería provienen de tres zonas diferentes (para poder analizar la independencia geográfica del estudio). Estos datos han sido tomados durante un año en centrales de Handford (California), Goodwin Creek (Mississippi) y Kalaeloa (Hawaii). Para cada localización han sido tomados 78 series de datos fotovoltaicos, se ha dividido la planta en 13 zonas de diferente área (desde un punto singular, hasta una zona de 200 Km²) y se ha tomado 6 escalas diferentes de tiempo (desde un minuto hasta dos horas.)

Para las simulaciones Perez y Hoff distinguen entre dos tipos de medias móviles, la media móvil basada en los pasos anteriores (cuando no existe predicción disponible) y la media móvil centrada (cuando existe una predicción ideal). Para la media móvil basada en pasos anteriores se establecen como rampas máximas desde 0,5% de la capacidad instalada por minuto hasta el 10% por dos horas.

3.5.1. VARIABILIDAD DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA

Perez y Hoff confirman lo que se ha dicho con anterioridad, la variabilidad de la potencia fotovoltaica disminuye con el aumento de área. Por otro lado, gracias a estos análisis se sabe que la variabilidad disminuye independientemente de la escala temporal ya que disminuye en modulo valores parecidos en las tres zonas. En Hawaii existe una particularidad donde a la menor escala temporal (variabilidad por minuto) dispone de la mayor variabilidad que el resto de escalas temporales. Además si se analiza la máxima variación de rampa en función del área observamos como al igual que la variabilidad de potencia fotovoltaica esta también disminuye. En cambio, no mantiene un orden concreto en cuanto a la escala temporal y el aumento del área de la planta. A continuación se observan estos comportamientos gráficamente en la siguiente figura.

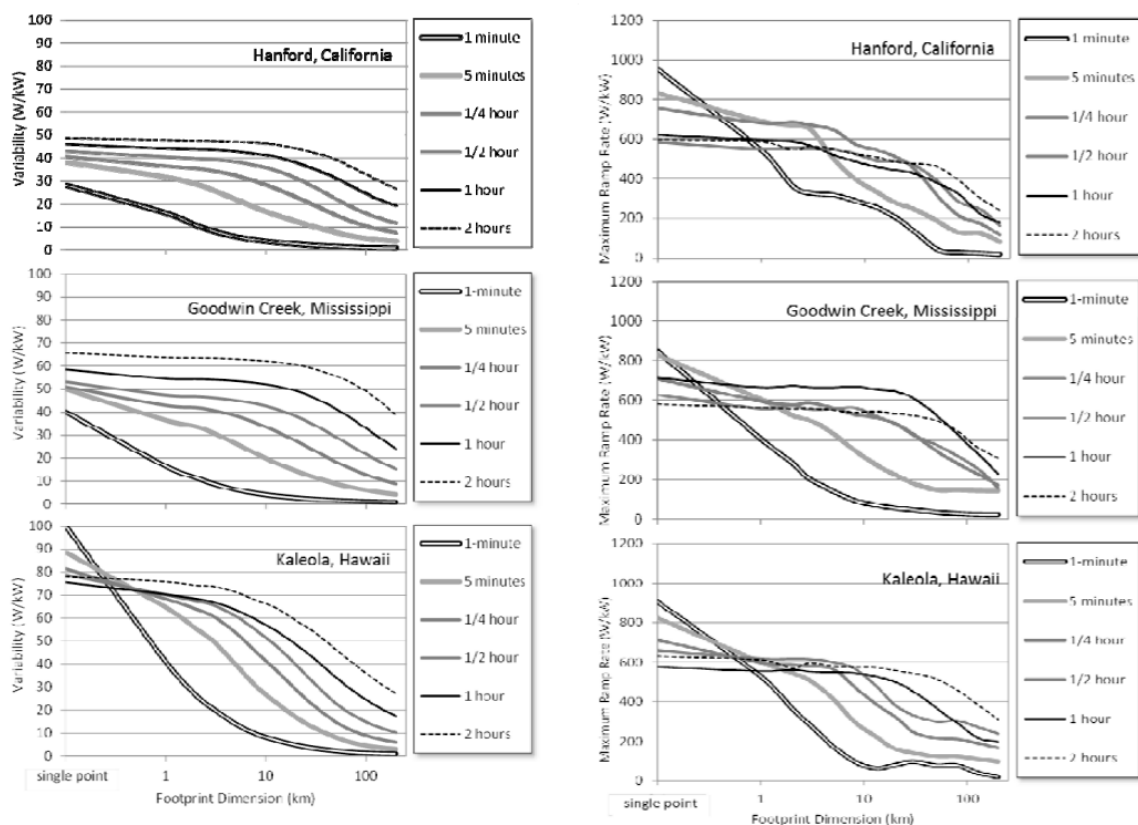


Figura 47. Variación de potencia fotovoltaica en función del área y la escala temporal en diferentes zonas (izquierda). Variación de la máxima rampa en función del área y la escala temporal en diferentes zonas (derecha). [21,22]

3.5.2. REQUERIMIENTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Una vez se han analizado la variabilidad y la máxima rampa obtenida en función de una escala geográfica y temporal, toca analizar los resultados que obtuvieron respecto a los requerimientos de la batería los investigadores Perez y Hoff mediante la simulación del comportamiento anual de las tres plantas. Su estudio se diferencia en tres fundamentales apartados.

3.5.2.1. INFLUENCIA DE LA ESCALA TEMPORAL, TAMAÑO DE PLANTA Y DISPONIBILIDAD DE PREDICCIÓN DE DATOS EN LA ATENUACIÓN DE FLUCTUACIONES DE POTENCIA PARA UNA RAMPA DADA.

Este apartado se realiza para el caso concreto de una variación de 100W por kW de potencia fotovoltaica, es decir, para un 10% de la capacidad instalada. A continuación se muestran los requerimientos de las baterías en función de la escala temporal, área, localización geográfica y disponibilidad de predicción.

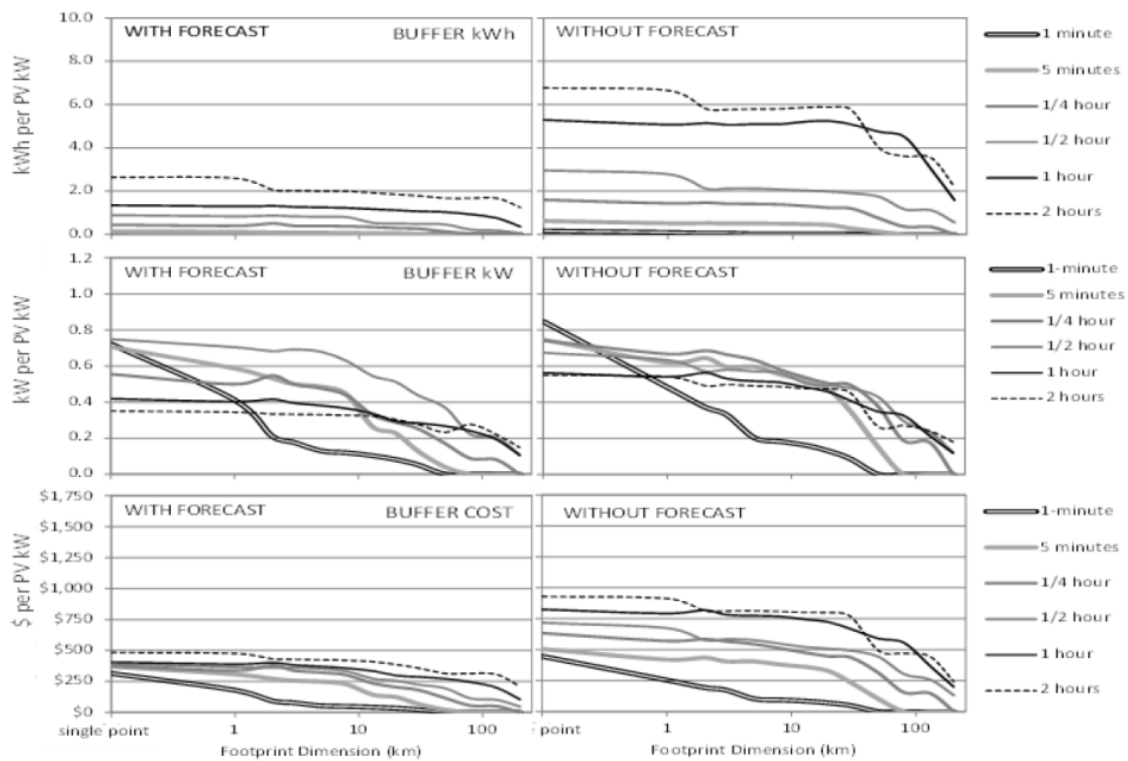


Figura 48. Energía, capacidad y coste de batería por kW de potencia fotovoltaica, en función de la escala temporal, área de planta y disponibilidad de predicción en California (corresponde a una rampa máxima del 10% de la potencia fotovoltaica instalada). [21,22]

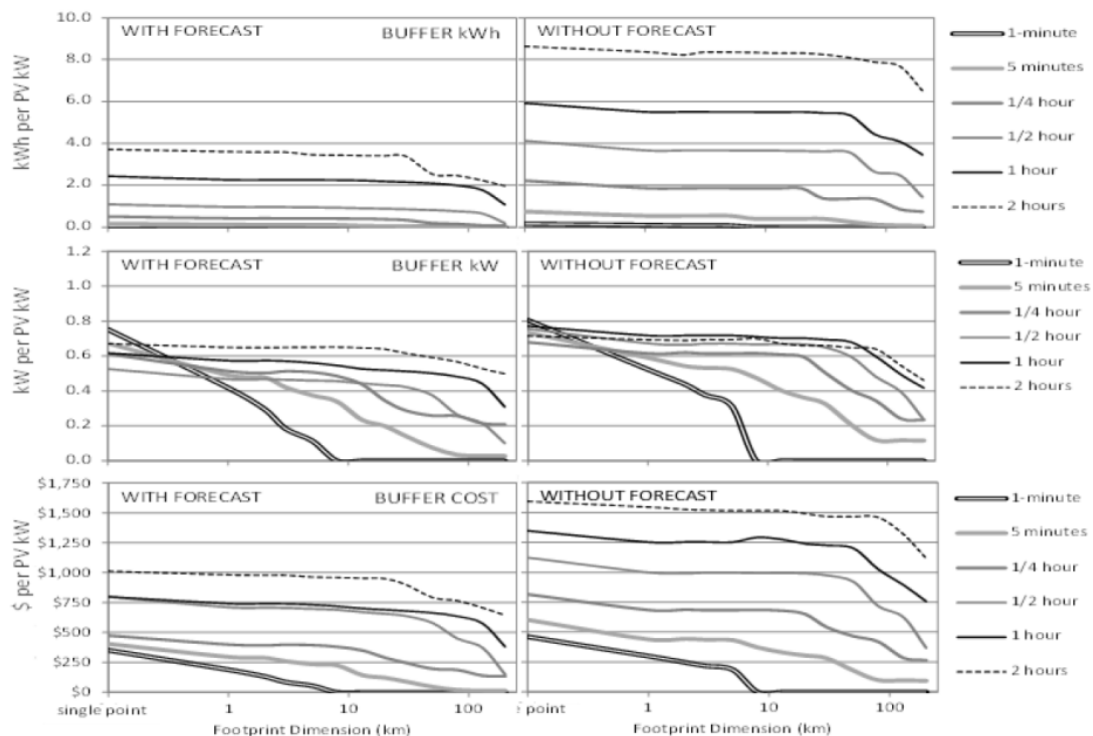


Figura 49. Energía, capacidad y coste de batería por kW de potencia fotovoltaica, en función de la escala temporal, área de planta y disponibilidad de predicción en Goodwin Creek, Mississippi (corresponde a una rampa máxima del 10% de la potencia fotovoltaica instalada). [21,22]

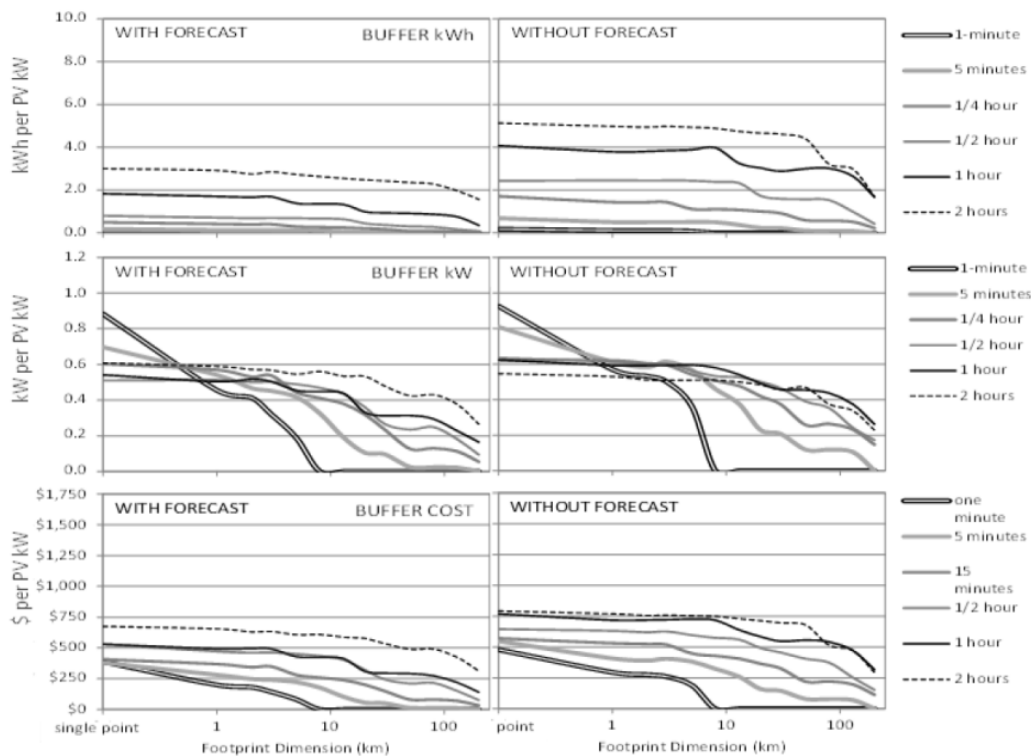


Figura 50. Energía capacidad y coste de la batería por kW de potencia fotovoltaica, en función de la escala temporal, área de planta y disponibilidad de predicción en Kalaeloa, Hawaii. Corresponde a una rampa máxima del 10% de la potencia fotovoltaica instalada. [21,22]

Se puede comprobar cómo inicialmente la energía en la batería se ve influenciada por la escala temporal, es decir, es insignificante para escalas de tiempo pequeñas y va incrementando según la escala temporal aumenta. El efecto del tamaño de la planta es importante pero no tan notorio, particularmente para las mayores escalas. Por otro lado el efecto de disponer de valores predictivos tiene como consecuencia poder reducir en gran medida la energía en la batería.

El pico de la potencia en la batería se da cuando la escala temporal y el área son menores. Cuando el área aumenta los requerimientos de potencia disminuyen rápidamente, mientras que cuando la escala temporal aumenta la potencia en la batería disminuye más despacio.

El coste de la batería para este ejemplo concreto y disponiendo de la predicción de datos puede variar desde 300-400\$ por KW de potencia fotovoltaica instalada en un punto singular y decrecer hasta cero según se aumenta el área para rampas de un minuto. En las rampas por hora el coste varía desde 400-500\$ en un punto singular hasta 100-150\$ para áreas de 200 Km². Para el caso en el que no se dispone de la predicción de los datos, el coste aumenta en torno a 100-250\$.

En términos de energía en la batería, esta estrategia logra que el sistema de almacenamiento se componga de 70Wh/KW cuando se dispone de un perfecto pronóstico y de 180 Wh/KW cuando el pronóstico es desconocido.

Esta estrategia nace con la finalidad de evitar el exceso de ciclado en un día claro que se obtiene cuando se aplica la estrategia media móvil. Aun y todo es necesario resolver algunas cuestiones prácticas como el control del SOC (por ejemplo, como se cubriría una fluctuación negativa al mediodía si la batería esta descargada). Además, el estudio señala como las previsiones pueden ayudar a anticipar las fluctuaciones y de esta forma, optimizar el sistema de almacenamiento, obteniendo notables mejorías, pero todavía se desconoce el comportamiento de la estrategia en situaciones en las que la previsión falla.

En vista que las simulaciones que demuestran el comportamiento de la batería no han sido publicadas todavía, se desconoce cómo se ha desarrollado la estrategia de control Perez y Hoff. Es por ello, que uno de los objetivos de este Trabajo Fin de Grado es desarrollar una estrategia en base a los resultados expuestos por Perez y Hoff. ^[21,22]

4. PROPUESTAS DE LAS ESTRATEGIA PARA LA REDUCCIÓN DE LAS FLUCTUACIONES DE POTENCIA MEDIANTE EL USO DE LA MÍNIMA ENERGÍA DE ALMACENAMIENTO

Con el uso de los conocimientos adquiridos durante el desarrollo de este trabajo se han ido desarrollando diferentes propuestas y analizando su comportamiento en días con una determinada tipología: días claros, días nubos, días muy fluctuantes, combinaciones, etc. Se debe recordar que todas las propuestas realizadas cumplen con la máxima rampa impuesta del 2% de la potencia instalada. Es importante añadir que las simulaciones de cada uno de los días no dependen de ningún otro, es decir, en todos los casos la batería comienza descargada (SOC mínimo 0%)

Para la realización de este apartado, se han desarrollado numerosas estrategias con la finalidad de obtener la mínima capacidad en la batería y la mínima degradación. No obstante, solamente se mostrarán las que obtienen un mejor resultado o son interesantes conceptualmente. Las primeras estrategias han sido basadas en estrategias estudiadas en el marco teórico como la Estrategia 0, Estrategia 2 o la Estrategia de Media Móvil. Posteriormente, con la intención de ir afinando una propuesta final se han desarrollado diferentes métodos de calcular la referencia en la batería (se explica en las siguientes páginas) hasta llegar hasta una posible estrategia alternativa a las estudiadas anteriormente. En las estrategias propuestas que disponen de realimentación, el valor de la ganancia es de $K=1$.

4.1. PROPUESTA Nº1

Como ya se ha dicho, las primeras estrategias están basadas en otras estrategias estudiadas anteriormente. Para el caso de esta propuesta, el desarrollo está basado en la Estrategia 2, donde la referencia de la batería va cambiando según la posible fluctuación máxima o mínima que puede haber. Para ello, se evalúa la diferencia entre la potencia fotovoltaica real y la potencia fotovoltaica máxima y mínima teórica en ese instante. En el caso de esta primera propuesta, se decide calcular esas diferencias pero posteriormente aplicarle una media móvil con la ventana temporal correspondiente para fluctuaciones máximas de 2%. El diagrama de control de esta estrategia se muestra a continuación.

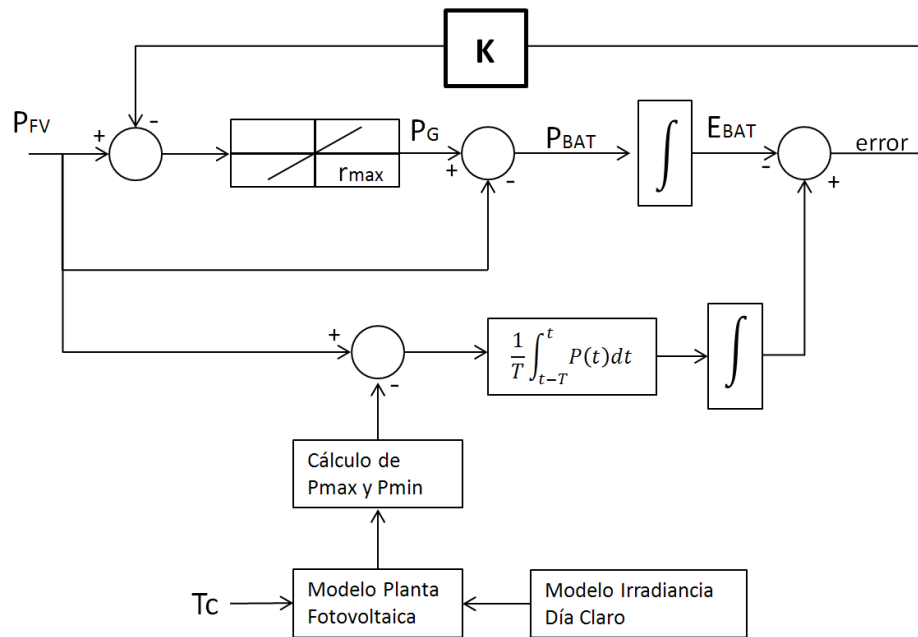


Figura 51. Esquema de control Propuesta N°1. Fuente: Elaboración propia.

El comportamiento de esta estrategia es bueno en determinados días donde no existen fluctuaciones de potencia extremadamente notorias. Pese a su buen comportamiento en muchos días, el control del SOC no es capaz de compensar la energía en la batería un día fluctuante como el 21 de noviembre de 2010, por lo que existe la necesidad de enfocar la estrategia desde otro lado.

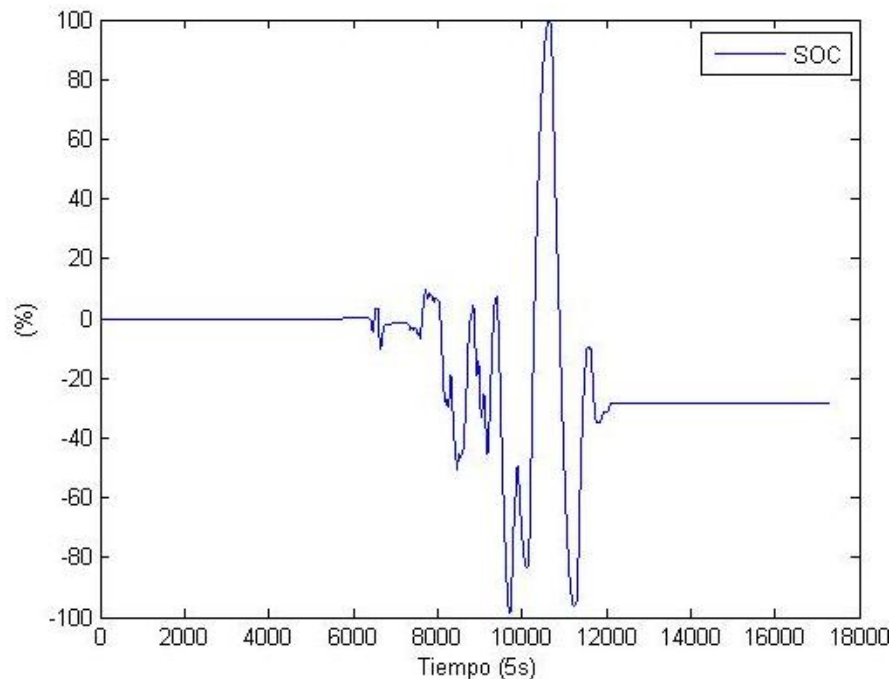


Figura 52. Control del SOC en Propuesta N°1 el 21 de noviembre de 2011. Fuente: Elaboración propia.

4.2. PROPUESTA N°2

En vista que un cambio de la Estrategia 2 no ha sido acertado se procede a desarrollar una estrategia en base a la Estrategia 0. En esta ocasión, en lugar de tener una referencia fija como se hacía en la Estrategia 0, la referencia de la batería va volver a ser variable. La referencia de la batería está dirigida por un algoritmo que realiza la media móvil de la diferencia entre potencia fotovoltaica real y la máxima teórica, donde la ventana temporal de la media móvil es la correspondiente al 2% de fluctuación máxima. A diferencia de la Propuesta Nº1 no se tiene en cuenta la máxima o mínima fluctuación posible de cada instante para el cálculo de la referencia en la batería. El diagrama de flujo correspondiente a esta estrategia se detalla a continuación.

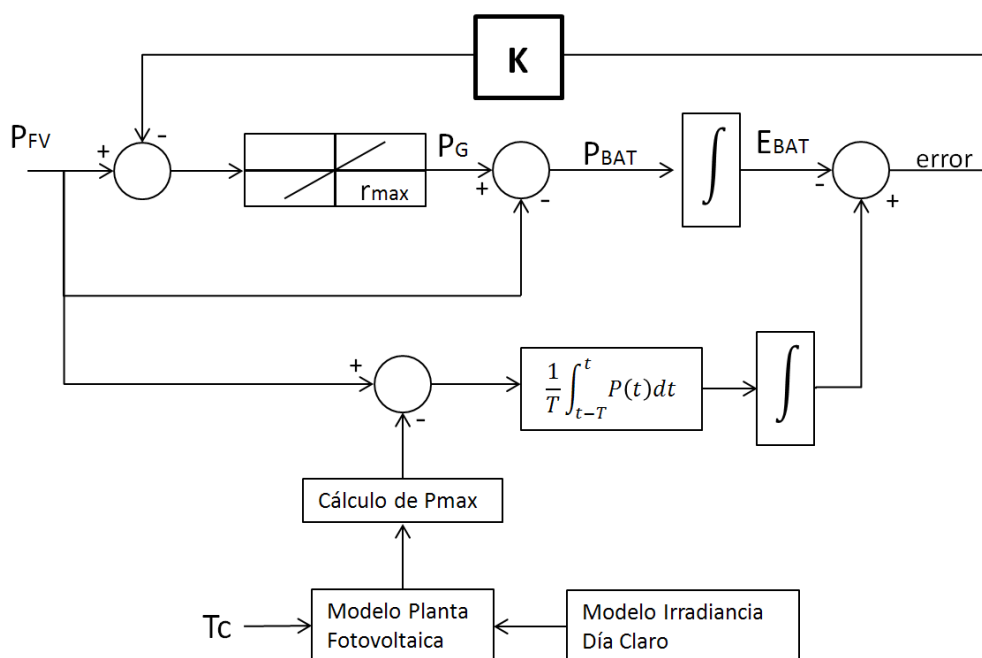


Figura 53. Esquema de control de Propuesta N°2. Fuente: Elaboración propia.

Esta propuesta, al contrario que la primera, era capaz de compensar las grandes fluctuaciones como las del 21 de noviembre pero para ello los requerimientos del sistema de almacenamiento eran demasiado altos. Para este día en concreto la capacidad de la batería debía ser $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 58698 \text{ kWh}$, un valor inviable. Debido al gran tamaño de la batería el SOC siempre llega hasta el 100% ya que, la cantidad de energía utilizada para compensar rampas es mínima en comparación con la capacidad total de la batería.

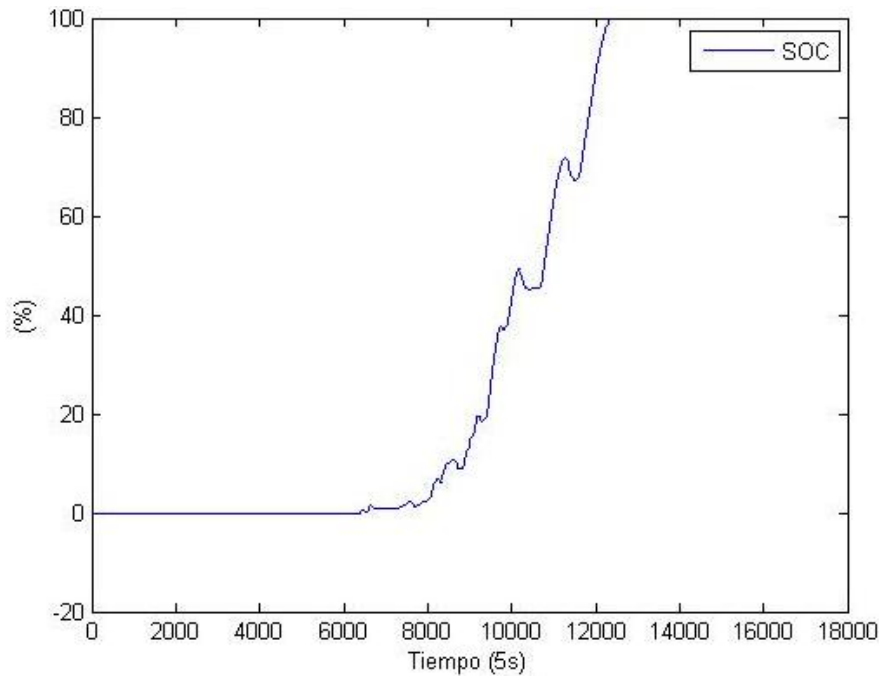


Figura 54. Control del SOC en Propuesta N°2 el 21 de noviembre de 2010. Fuente: Elaboración propia.

Por todo ello se pasa a desarrollar una propuesta con la que mitigar las fluctuaciones mediante una media móvil con la intención de encontrar solución a los problemas de la Propuesta N°1 y Propuesta N°2.

4.3. PROPUESTA N°3

Debido a que ya se había analizado el resultado con una media móvil anteriormente, esta vez se busca encontrar la forma de aplicarla de forma diferente. Para ello, se desarrolla el concepto de índice de irradiancia el cual se compone de la relación existente entre la potencia fotovoltaica generada y la potencia fotovoltaica máxima teórica. Como se ha visto, en ocasiones la potencia fotovoltaica generada supera a la potencia fotovoltaica máxima teórica por lo tanto cabe la posibilidad de que este valor en ocasiones puntuales sea superior a la unidad. Por lo tanto, esta propuesta consiste en aplicar una media móvil a la potencia fotovoltaica escalada por el índice de irradiancia a la cual se llamará $P_{FV,NUEVA}$.

$$P_{FV,NUEVA} = \frac{P_{FV}}{P_{FV,MAX\ TEORICA}} \cdot P_{FV}$$

Cabe destacar que al aplicar la media móvil sobre $P_{FV,NUEVA}$ la ley matemática para calcular la ventana móvil ya no se ajustaba correctamente, por lo que mediante ensayos de simulación se obtuvo que la ventana temporal que mejor se adecuaba para una rampa máxima del 2% es:

$$T = \frac{6000}{r_{MAX}} (s)$$

El diagrama de control correspondiente a esta propuesta es:

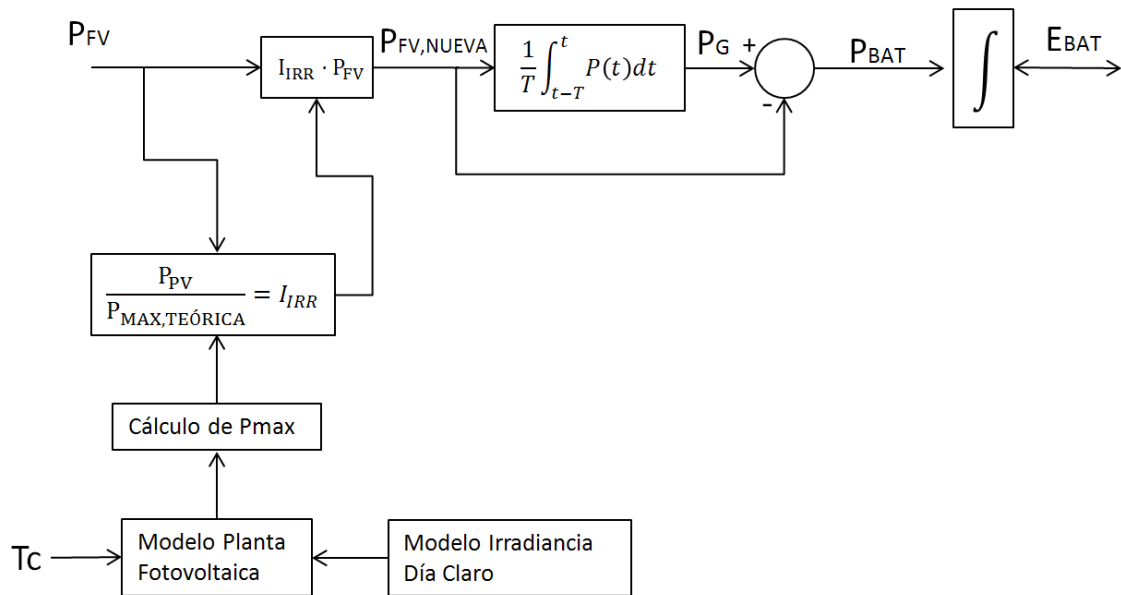


Figura 55. Esquema de control Propuesta N°3. Fuente: Elaboración propia.

En la simulación se observa que el comportamiento de la batería cualquier día es ejemplar ya que en ningún momento se desborda manteniendo siempre el SOC entre 0% y 100%. Para un día como el 15 de febrero, en el cual se registró fluctuaciones máximas de potencia, el control del SOC queda:

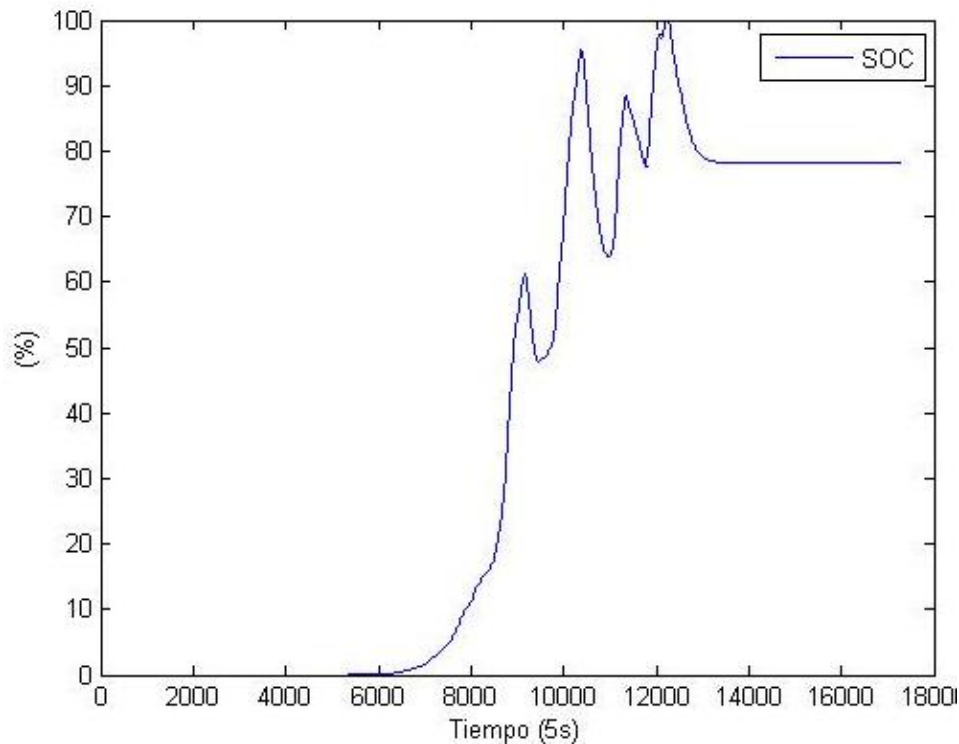


Figura 56. Control del SOC en Propuesta N°3 el 15 de febrero de 2011. Fuente: Elaboración propia.

Pese a llevar un buen control del SOC, los requerimientos de la capacidad en la batería siguen siendo demasiado altos. Para este día en concreto $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 35965 \text{ kWh}$ del orden de tres veces mayor que la Estrategia de Media Móvil original por lo que esta propuesta se debe descartar.

4.4. PROPUESTA N°4

Las tres estrategias desarrolladas hasta ahora han sido basadas en estrategias funcionales con alguna variación con el fin de mejorar su rendimiento en la atenuación de fluctuaciones de potencia fotovoltaica. Visto la efectividad de alguna y la ineficiencia de otras se llega a la conclusión de que el uso de medias móviles directamente en el cálculo de la referencia en la batería no genera resultados convenientes en los requerimientos de la batería (el tamaño de esta incrementa en exceso) pero sí que se obtienen resultados óptimos en el control del SOC. Por todo ello, se puede intuir que calcular la referencia que debe mantener la batería mediante medias móviles y diferencias de potencia es el camino correcto para lograr nuestro objetivo.

Esta vez, el proceso es inverso a lo hecho hasta ahora, es decir, se procede al cálculo de la referencia en la batería mediante la diferencia entre la media móvil de la

potencia fotovoltaica real y la misma potencia fotovoltaica. A continuación se muestra el diagrama de control de la Propuesta N°4.

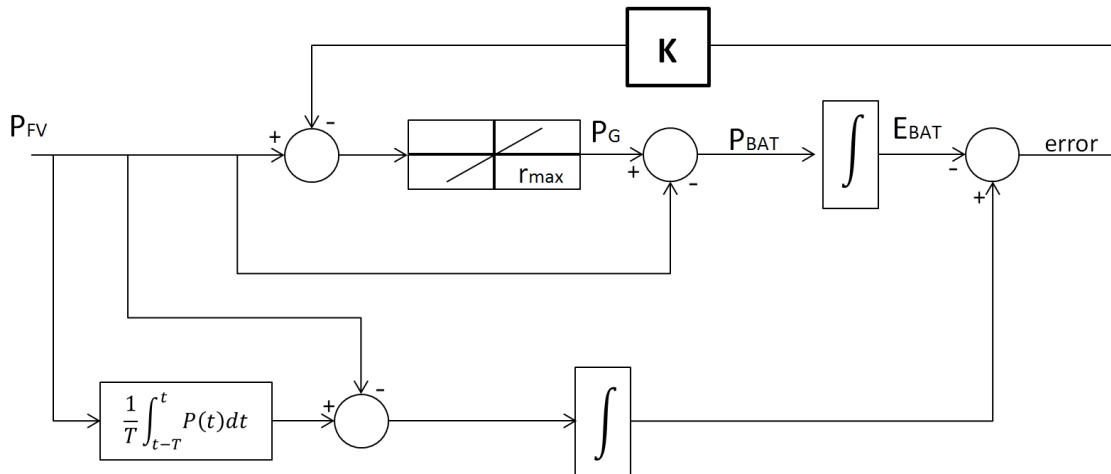


Figura 57. Esquema de control de la Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.

Se comprueba a través de varias pruebas de simulación que el funcionamiento de la Propuesta N°4 parece óptimo para días extremadamente fluctuantes, claros, incluso días nublados, con un control del SOC relativamente bueno. A continuación se pasa a mostrar el comportamiento de la energía (SOC) y la potencia (P_{bat}) en la batería, así como la inyección de potencia fotovoltaica (P_{FV}) a red (P_G) gráficamente durante diferente tipología de días. Se debe recordar que estos ensayos, son independientes un día de otro y que la energía en la batería inicialmente es nula.

Se empieza la simulación estudiando un día crítico como puede ser el 15 de febrero, con grandes fluctuaciones. Para este día la capacidad de la batería debe ser de $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 9264 \text{ kWh}$. En las gráficas se observa el comportamiento del sistema para este día.

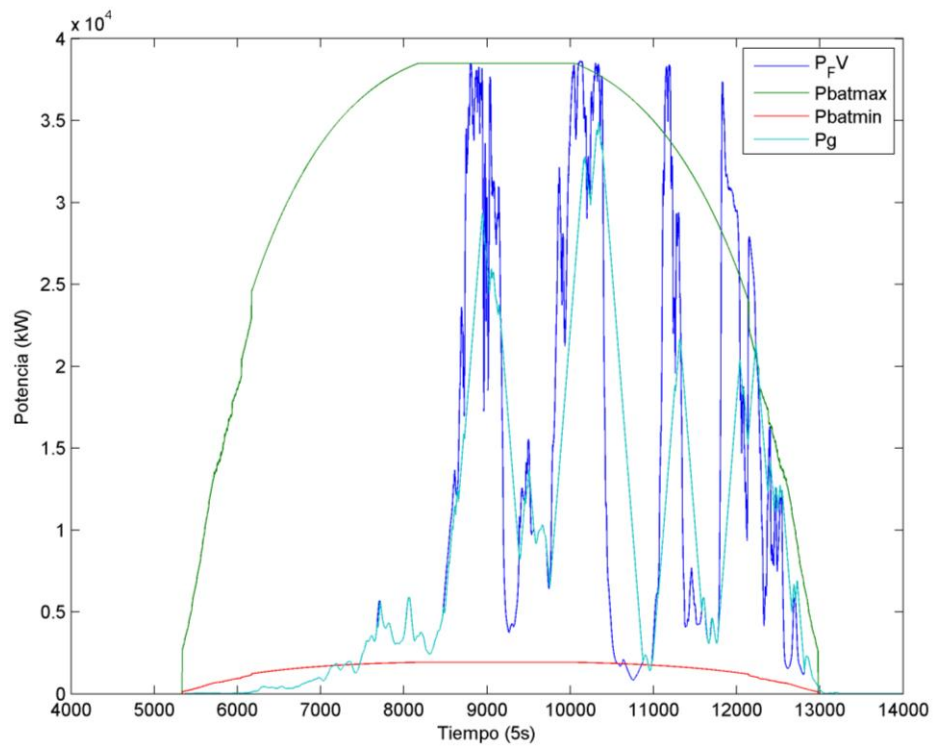


Figura 58. Potencia fotovoltaica (P_{FV}), Potencia inyectada a red (P_g), Potencia fotovoltaica máxima teórica (P_{batmax}) y Potencia fotovoltaica mínima teórica (P_{batmin}) el 15 de febrero de 2011 para Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.

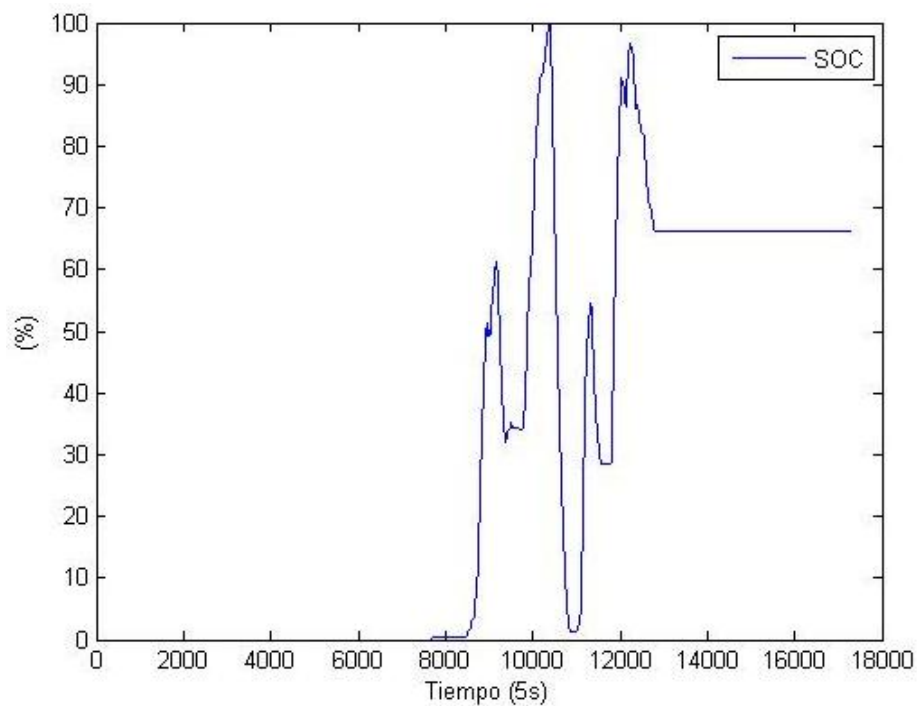


Figura 59. SOC de la batería el 15 de febrero de 2011 con Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.

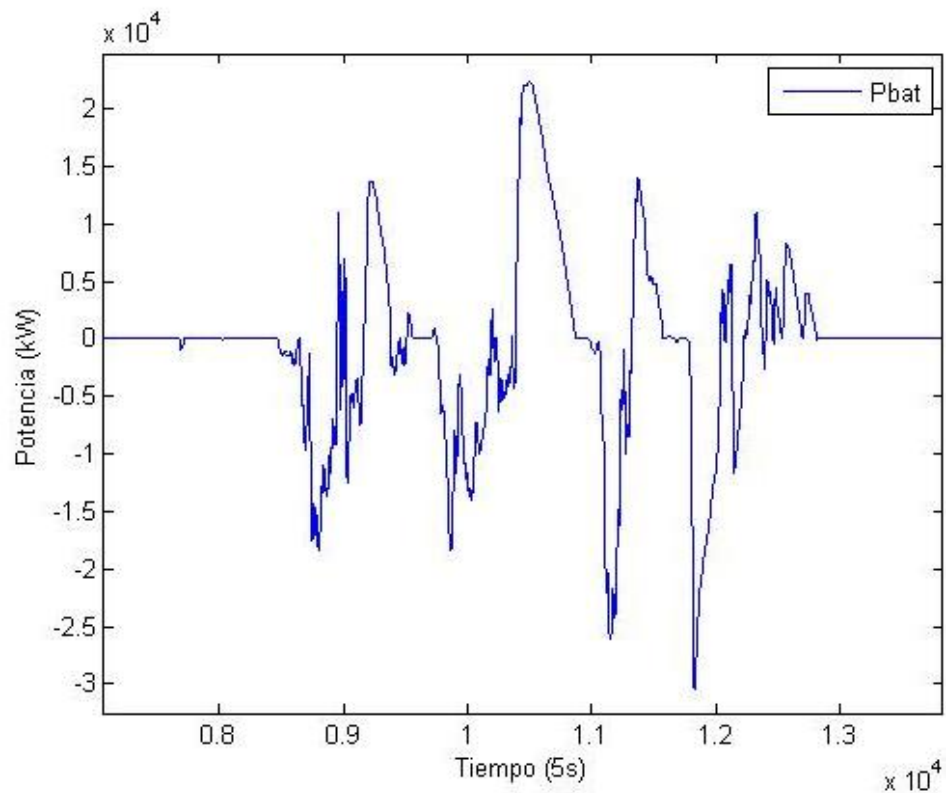


Figura 60. Potencia en la batería el 15 de febrero de 2011 con Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.

Las pérdidas por ciclado de la batería para este día fueron de 0.0307%.

Para valorar el comportamiento de la Propuesta N°4 un día nublado, donde la planta fotovoltaica está funcionando bajo radiación difusa, se estudia la respuesta del sistema el 23 de noviembre de 2010. La capacidad de la batería necesaria para mitigar las fluctuaciones de potencia fotovoltaica este día es de $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 104.71$ kWh.

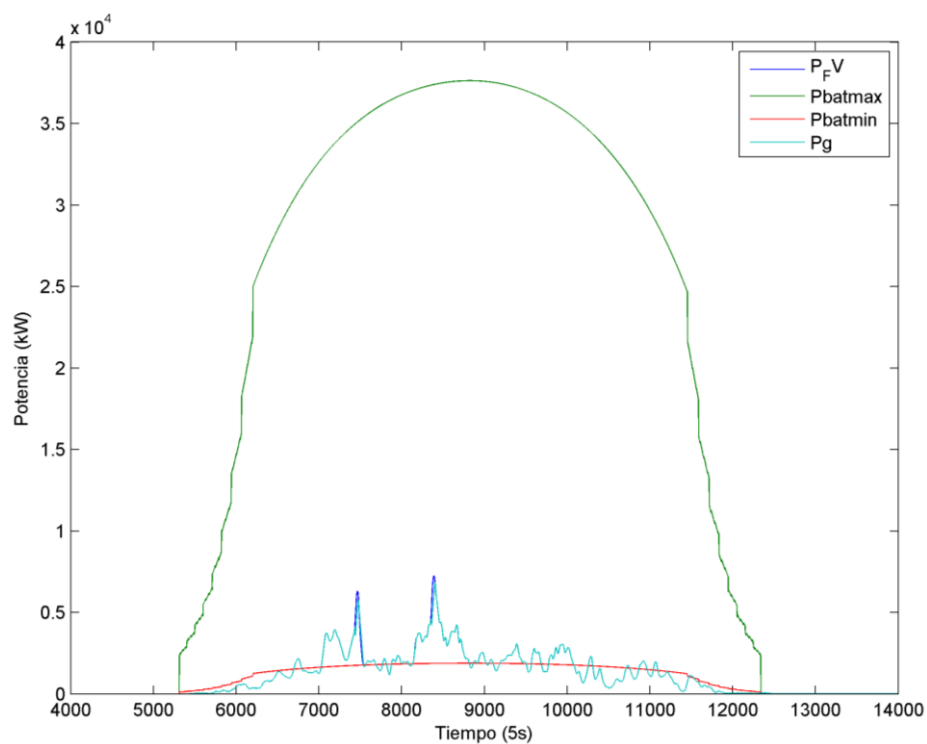


Figura 61. Potencia fotovoltaica (P_{FV}), Potencia inyectada a red (P_g), Potencia fotovoltaica máxima teórica (P_{batmax}) y Potencia fotovoltaica mínima teórica (P_{batmin}) el 23 de noviembre de 2010 para Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.

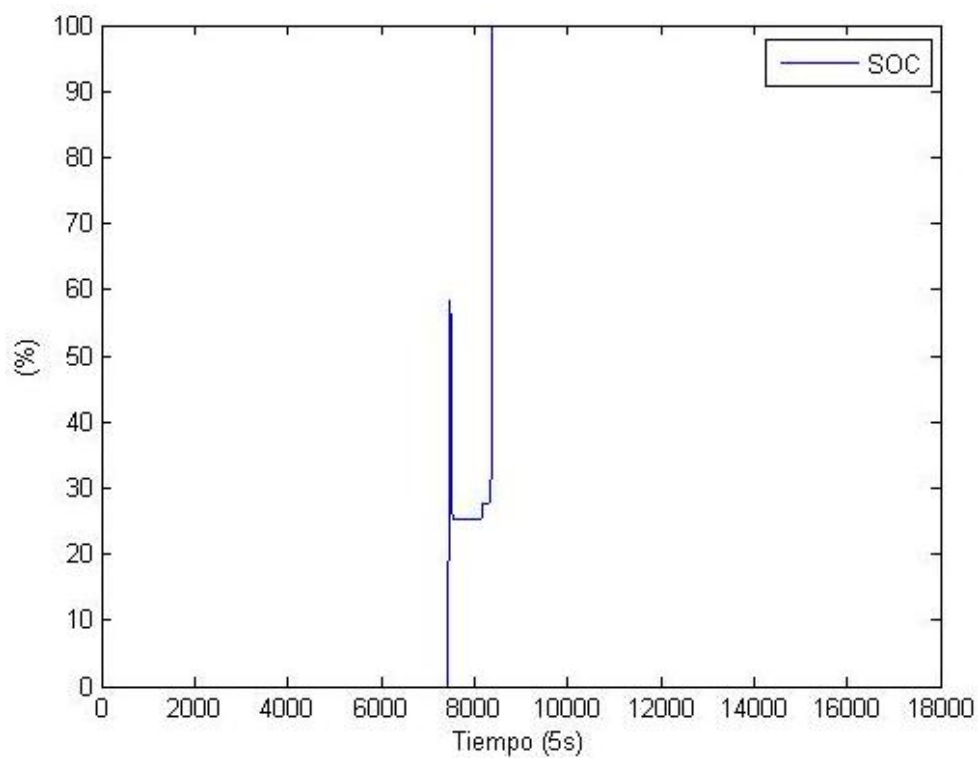


Figura 62. SOC de la batería el 23 de noviembre de 2010 con Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.

El SOC está totalmente controlado no siendo impedimento que la batería esté totalmente descargada.

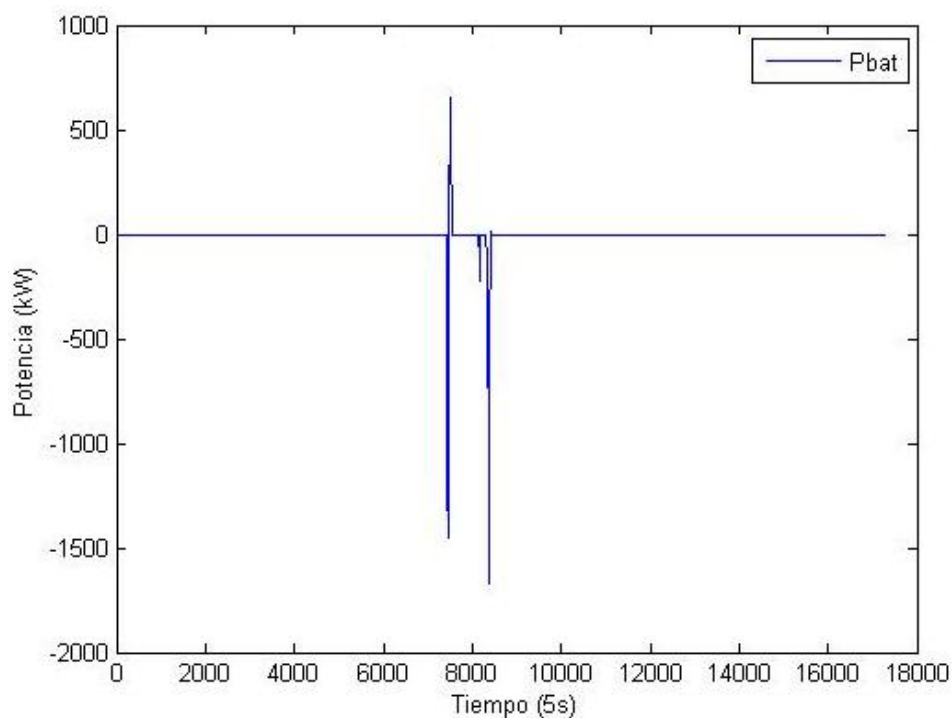


Figura 63. Potencia en la batería el 23 de noviembre de 2010 con Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado se observa que los días nublados el uso de la batería es menor que días más fluctuantes lo que nos permite que las pérdidas por ciclado en la batería sean menores, 0.0220% en este caso.

Para terminar de analizar el comportamiento de la Propuesta N°4 se estudia su funcionamiento un día claro como el 26 de agosto de 2010. Los días claros los requerimientos de la capacidad en la batería son mínimos para la Propuesta N°4, concretamente $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 20.98$ kWh.

Observamos como la potencia fotovoltaica generada sigue la estela de la potencia fotovoltaica máxima teórica, es por eso que la batería no entra en juego hasta llegar al mediodía donde se observa que la potencia fotovoltaica generada esta oscilante por lo que la batería se ve obligada a mitigar esas fluctuaciones que no cumplen la rampa máxima permitida.

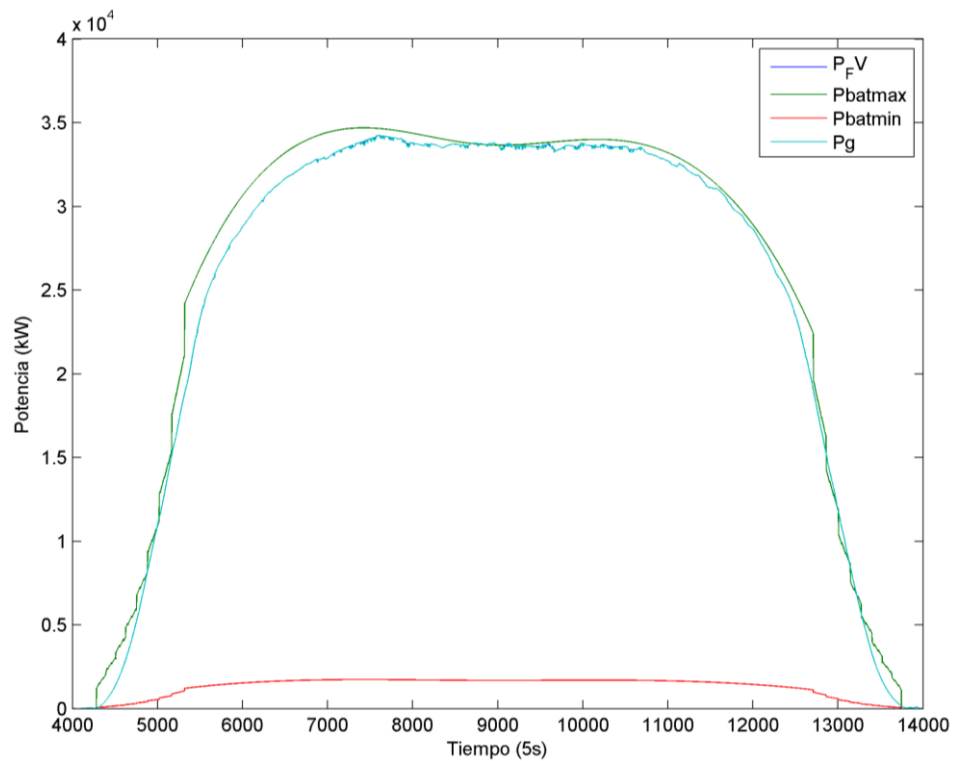


Figura 64. Potencia fotovoltaica (P_{FV}), Potencia inyectada a red (P_g), Potencia fotovoltaica máxima teórica (P_{batmax}) y Potencia fotovoltaica mínima teórica (P_{batmin}) el 26 de agosto de 2010 para Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.

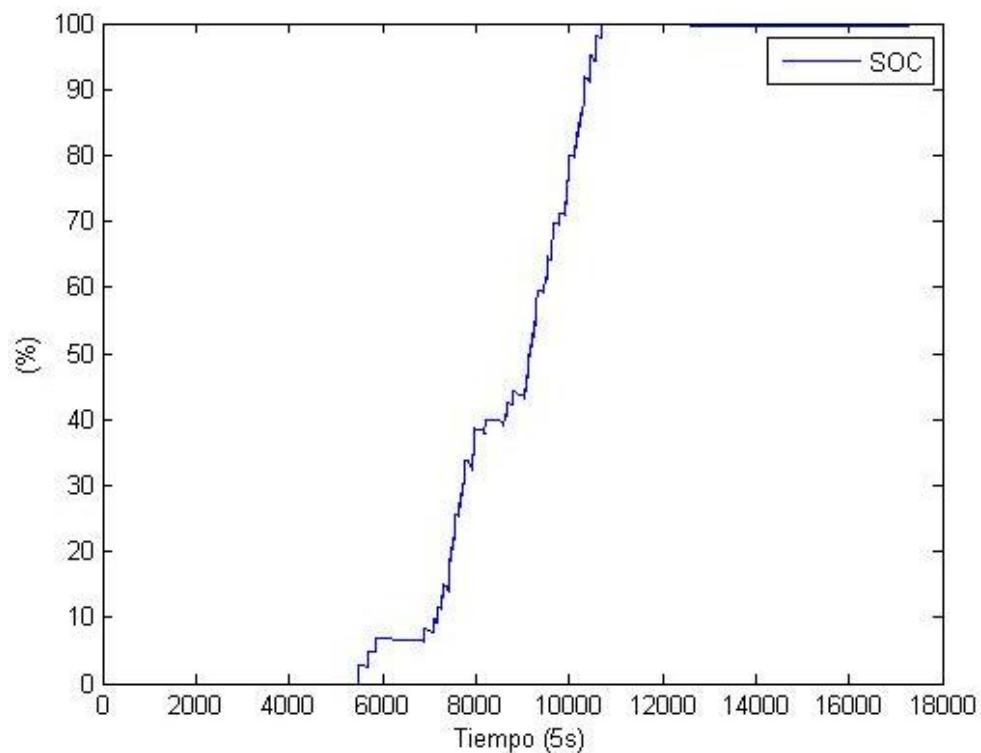


Figura 65. SOC de la batería el 26 de agosto de 2010 con Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.

Debido a que no existen grandes fluctuaciones a la baja el control del SOC solo debe actuar para compensar esas oscilaciones del mediodía. En la potencia de la batería se aprecia mejor los ciclos que debe hacer la batería al mediodía para compensar esas pequeñas fluctuaciones.

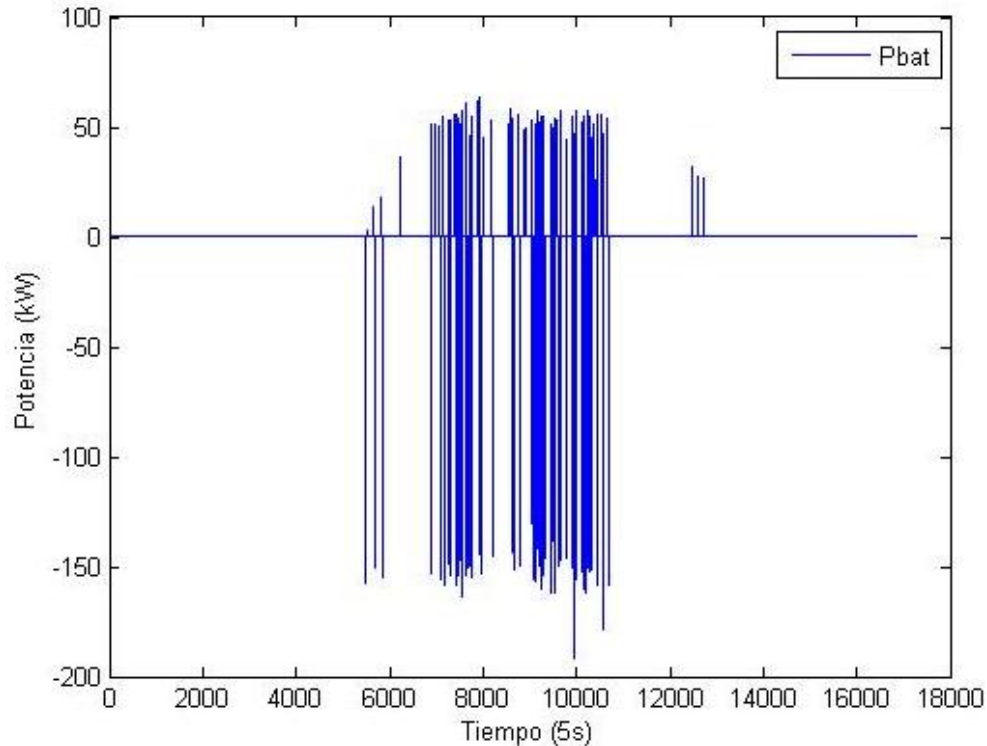


Figura 66. Potencia en la batería el 26 de agosto de 2010 con Propuesta N°4. Fuente: Elaboración propia.

Pese a que los ciclos de carga y descarga aparentemente son muchos la pérdida por degradación en la batería es pequeña, 0.0027%, ya que la energía que pasa por la batería es mínima.

En vista de la buena respuesta que parece presentar la propuesta N°4 para días sueltos más adelante se estudia su comportamiento durante todo un año, desde el 23 de junio de 2010 hasta el 22 de junio de 2011.

Pese a demostrarse la eficacia de esta estrategia se decide diseñar una nueva en busca de mejorar, si no es los requerimientos de la batería, la degradación por ciclo de carga/descarga.

4.5. PROPUESTA N°5

Visto la eficacia de la propuesta N°4 se decide modificarla con la intención de reducir por un lado la capacidad máxima de la batería y por otro lado la degradación. El

cambio para lograr reducir la capacidad de la batería viene de intentar que en todo momento se valore cuan cerca estamos de los modelos de potencia fotovoltaica máxima y mínima teórica. En función de a cuál de los dos modelos teóricos se acerque más nuestra potencia fotovoltaica generada la potencia que pasará por la batería será una u otra. Para ello, se vuelve a rescatar el índice de radiación de día claro estudiado en la Propuesta N°3 y la potencia fotovoltaica escalada por el índice de irradiación de día claro. Sabiendo que los días fluctuantes están muy alejados de la potencia fotovoltaica máxima teórica, exceptuando instantes concretos, se establecen una condición que ayudará a desarrollar el algoritmo que conducirá la energía en la batería.

Si el índice de irradiación de un día claro es $I_{IRR1} > 0.1$ la referencia de la batería será calculada como se había hecho en la Propuesta N°4 (la diferencia entre media móvil de la potencia fotovoltaica generada y la propia potencia fotovoltaica generada). En caso contrario, cuando $I_{IRR1} < 0.1$, es decir, la planta está funcionando bajo radiación difusa, se establece que la potencia que debe pasar por la batería es la diferencia entre la media móvil de la potencia fotovoltaica escalada por el índice de irradiación de día claro y la propia potencia fotovoltaica escalada por el índice de irradiación. A continuación se muestra el diagrama de control para facilitar la comprensión de la Propuesta N°5.

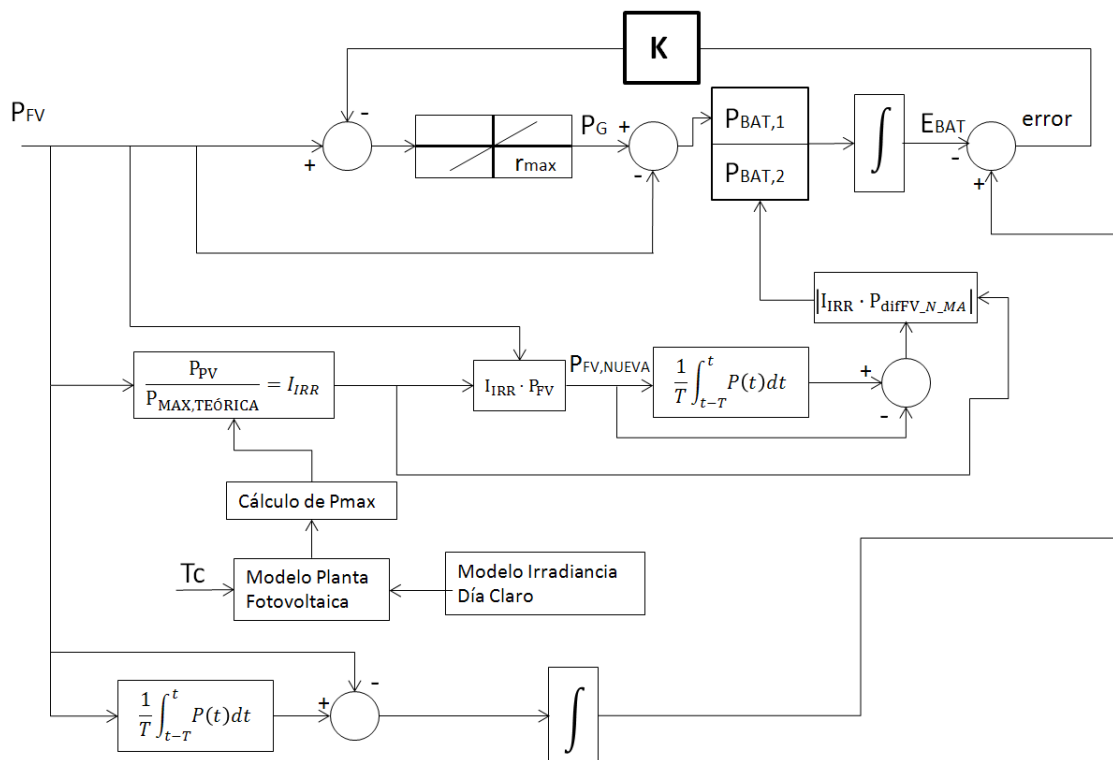


Figura 67. Esquema de control de la Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.

En definitiva, dependiendo la naturaleza de la potencia fotovoltaica generada se hará trabajar a la batería con una potencia determinada. Al igual que la Propuesta N°4 se han simulado varios días y se ha comprobado que funciona correctamente para días

aislados. Con el fin de tener una comparativa para determinar la existencia de mejora o no, se simulan, al igual que con la Propuesta N°4 los días 15 de febrero de 2011, 23 de noviembre de 2010 y el 26 de agosto de 2010.

Siguiendo el orden, a continuación se observa el comportamiento de la Propuesta N° 5 el 15 de febrero de 2011.

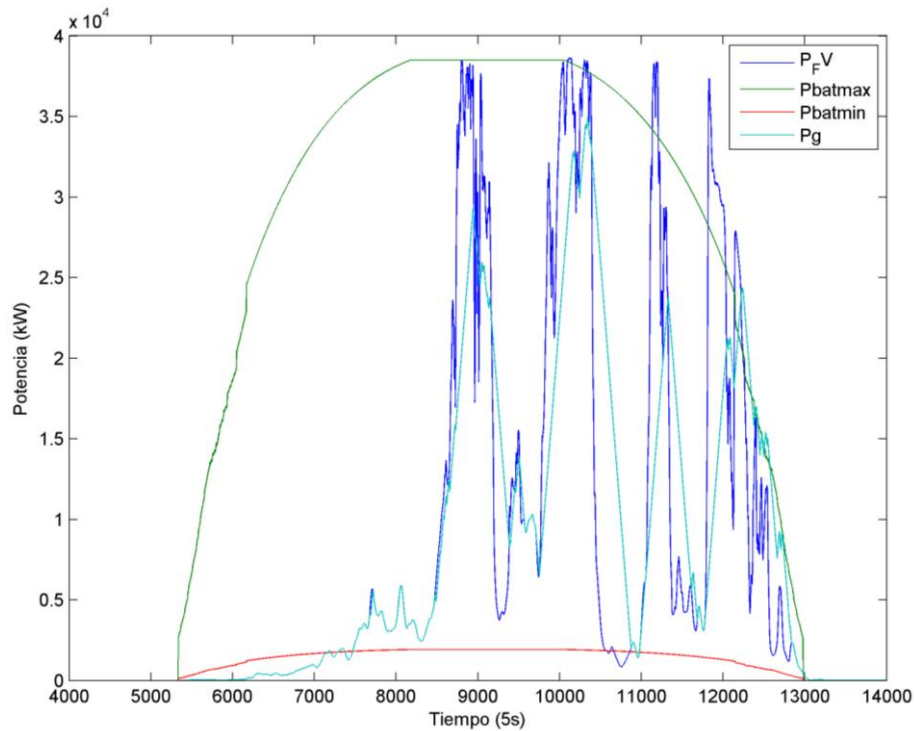


Figura 68. Potencia fotovoltaica (PFV), Potencia inyectada a red (Pg), Potencia fotovoltaica máxima teórica (Pbatmax) y Potencia fotovoltaica mínima teórica (Pbatmin) el 15 de febrero de 2011 para Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.

La potencia inyectada a red igual que el resto de propuestas cumple estrictamente la rampa máxima permitida. Como era de esperar el control del SOC no resulta ningún problema al igual que en la Propuesta N°4, aunque existen dos notables diferencias. En la Propuesta N°4 el SOC finaliza al 66%, en cambio en la Propuesta N°5 termina con un 59% de carga. Por otro lado, la capacidad que debe tener la batería para este día en concreto debe ser de 13051 kWh, un 29% más de capacidad.

Por otro lado, se comprueba que la degradación en la batería esta vez es de 0.0188% frente al 0.0307% de la Propuesta N°4.

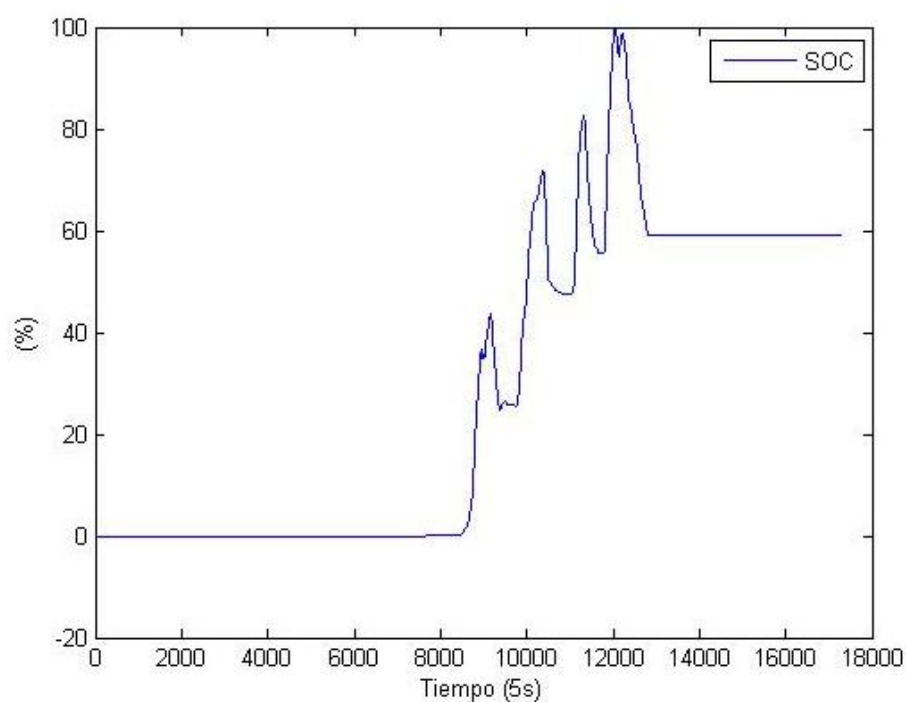


Figura 69. SOC de la batería el 15 de febrero de 2011 con Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.

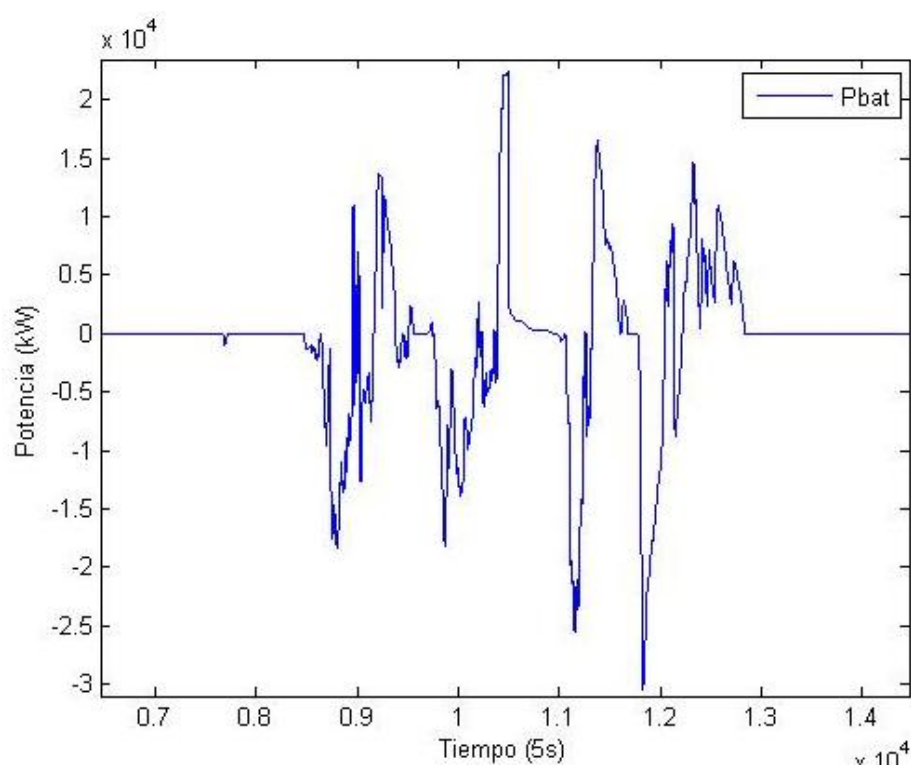


Figura 70. Potencia en la batería el 15 de febrero de 2011 con Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.

En lo referente a la respuesta de la Propuesta N°5 un día nublado, 23 de noviembre de 2011, se obtiene:

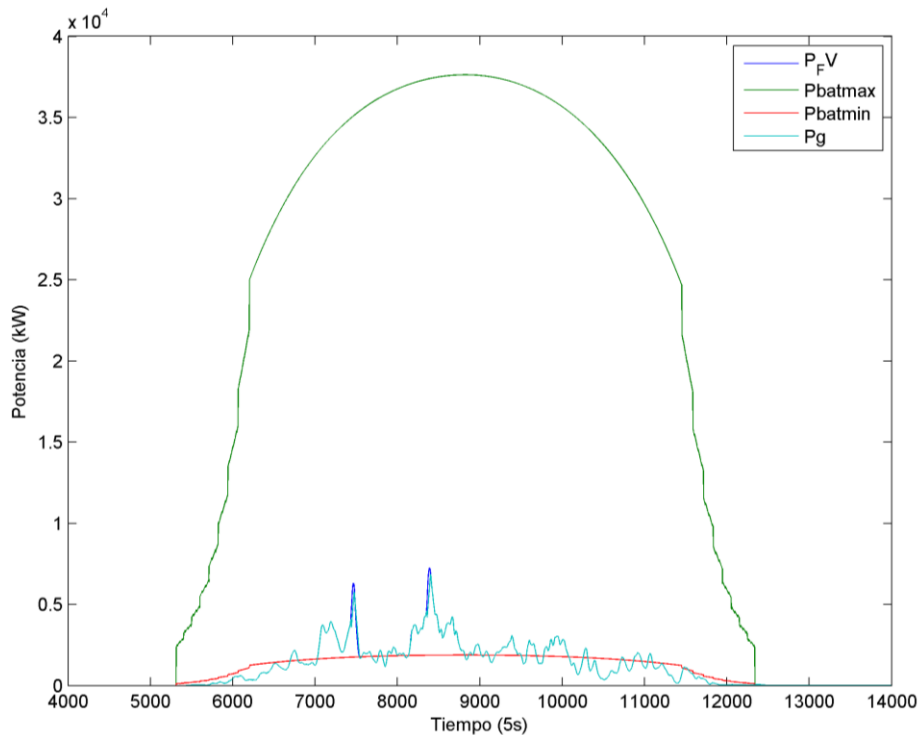


Figura 71. Potencia fotovoltaica (PFV), Potencia inyectada a red (Pg), Potencia fotovoltaica máxima teórica (Pbatmax) y Potencia fotovoltaica mínima teórica (Pbatmin) el 23 de noviembre de 2010 para Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.

Se observa que a diferencia de la Propuesta N°4 para este mismo día el SOC sube hasta el 100% pero luego cae hasta poco más del 80% cuando en la Propuesta N°4 el SOC llega a 100% y se mantiene. La capacidad necesaria para que el sistema sea eficaz es de $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 199.3 \text{ kWh}$, un 12% más que con la Propuesta N°4. En lo referente a la degradación de la batería por la carga y descarga equivale a 0.0149% frente al 0.0220% de la Propuesta N°4.

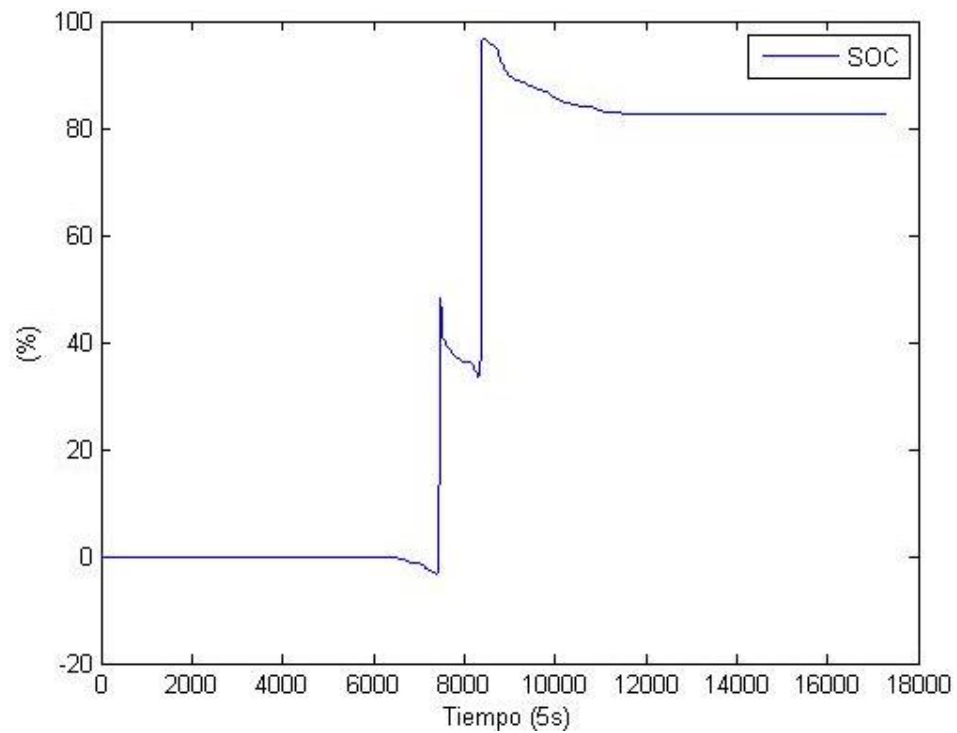


Figura 72. SOC en la batería el 23 de noviembre de 2010 con Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.

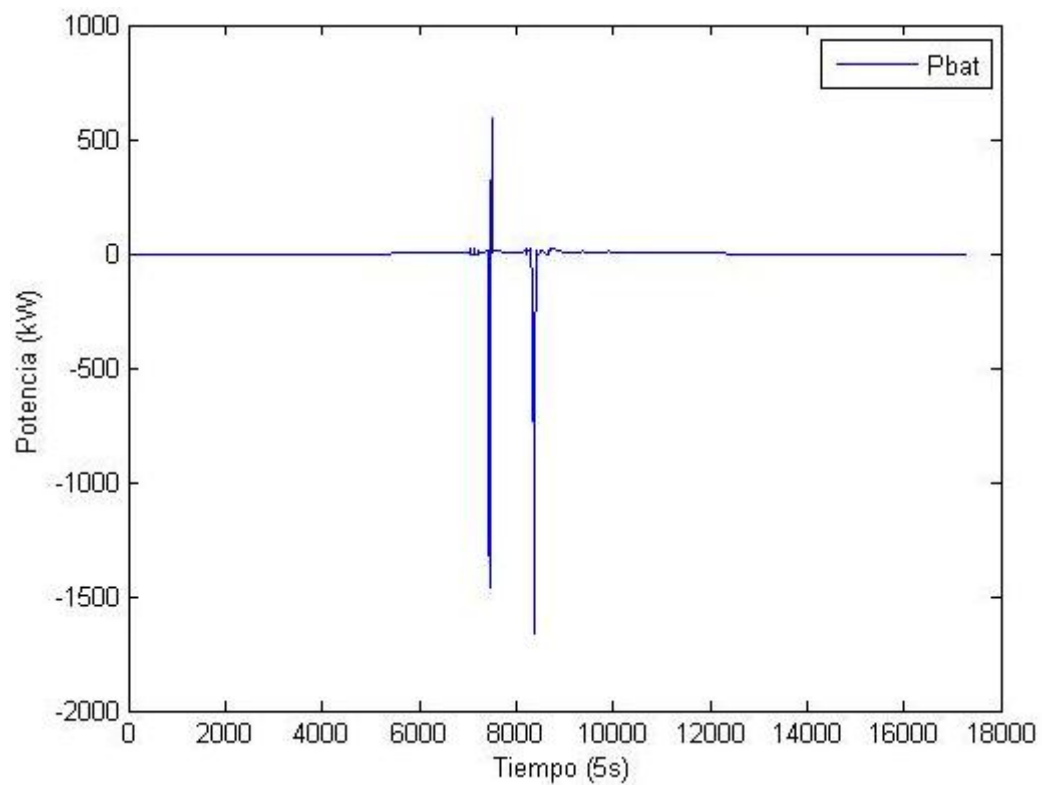


Figura 73. Potencia en la batería el 23 de noviembre de 2010 con Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.

Se concluye el análisis de la Propuesta N°5 con el estudio de su comportamiento un día claro como el de 26 de agosto de 2010.

Se obtiene que la capacidad máxima que debe tener la batería es de 20.98 kWh, prácticamente los mismos requerimientos que con la Propuesta N°4.

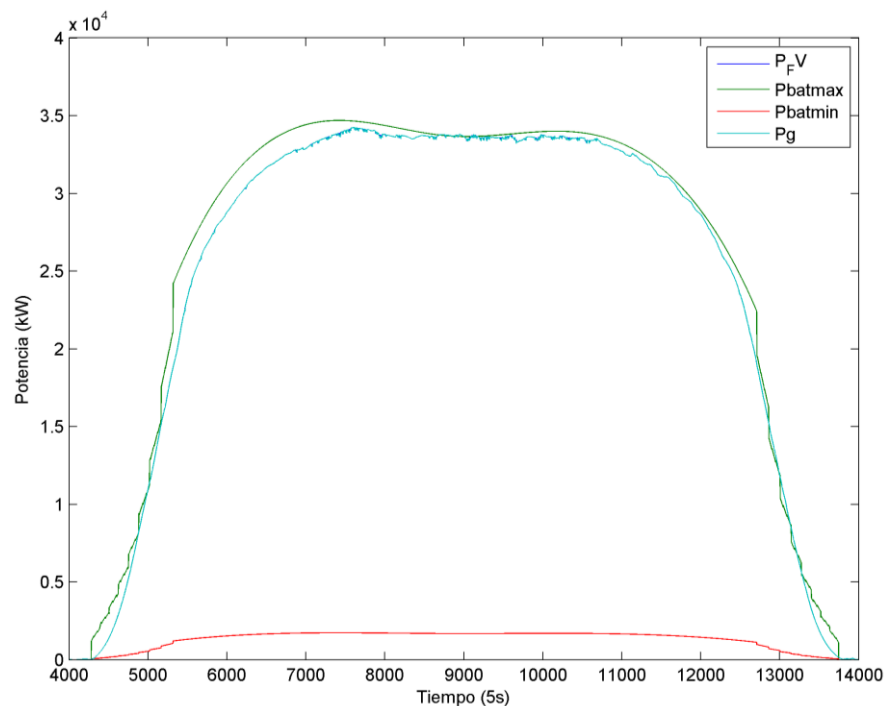


Figura 74. Potencia fotovoltaica (PFV), Potencia inyectada a red (Pg), Potencia fotovoltaica máxima teórica (Pbatmax) y Potencia fotovoltaica mínima teórica (Pbatmin) el 26 de agosto de 2010 para Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en la Propuesta N°4 existe un comportamiento oscilatorio en que genera un exceso de ciclos d carga y descarga al mediodía. El SOC llega al al 100% y posteriormente desciende levemente al igual que la propuesta anterior. En términos de degradación en la batería en la propuesta anterior se obtiene el mismo que en la actual Propuesta N°5, un valor de 0.0027%.

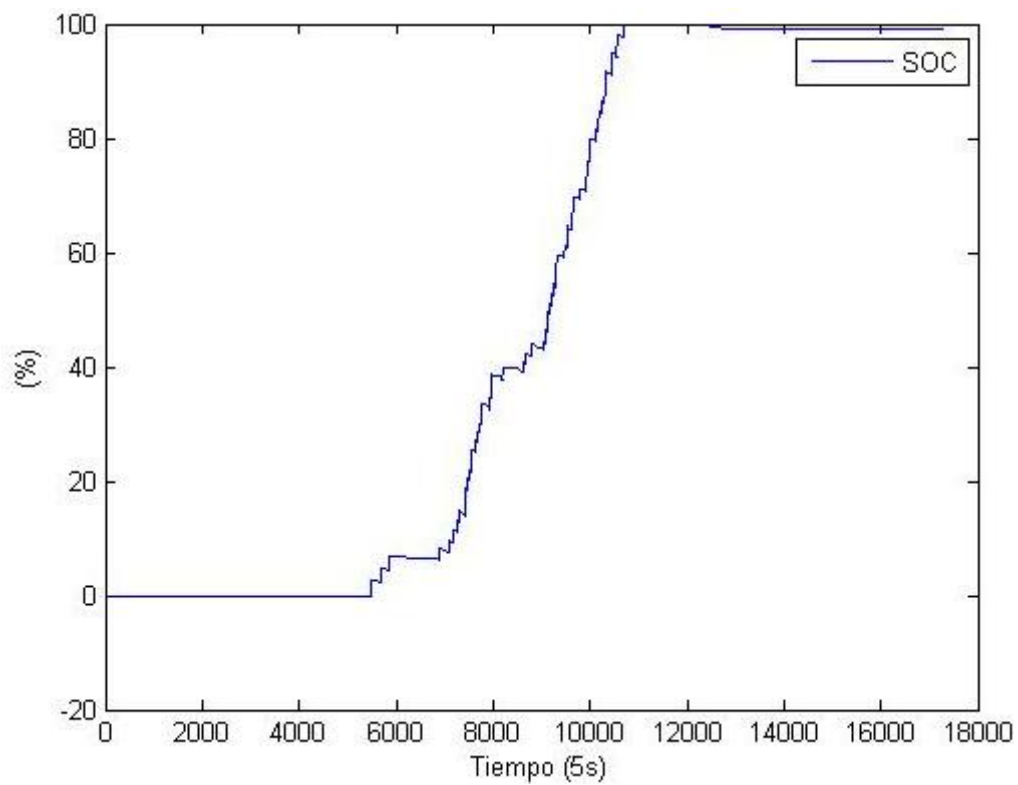


Figura 75. SOC de la batería el 26 de agosto de 2010 con Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.

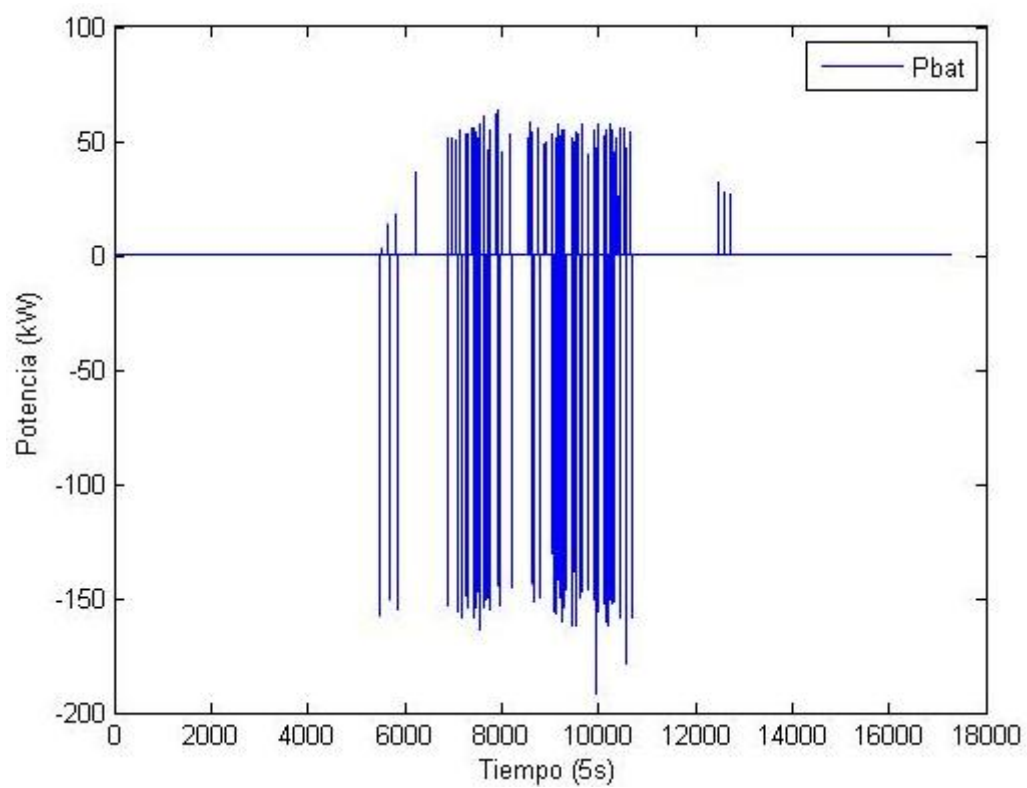


Figura 76. Potencia de la batería el 26 de agosto de 2010 con Propuesta N°5. Fuente: Elaboración propia.

En vista que la Propuesta N°5 obtiene un comportamiento eficaz al igual que la Propuesta N°4 pese a necesitar más capacidad en la batería para días concretos, se va a realizar un estudio anual y comparativo entre la propuesta actual y la Propuesta N°4.

Por lo tanto, se puede determinar que nuestra Propuesta final será una de las dos estudiadas anteriormente.

5. SIMULACIÓN ANUAL Y ELECCIÓN DE MEJOR PROPUESTA COMO ESTRATEGIA PARA LA REDUCCIÓN DE LAS FLUCTUACIONES DE POTENCIA MEDIANTE EL USO DE LA MÍNIMA ENERGÍA DE ALMACENAMIENTO

Como ya se ha dicho, se disponen de dos propuestas (Propuesta Nº4 y Propuesta Nº5) las cuales funcionan de forma eficaz en días sueltos como ya se ha demostrado en el apartado anterior. Por todo ello, nace la necesidad de evaluar cada una de las estrategias a lo largo de un año y de esta forma poder realizar una valoración de los aspectos más relevantes en la elección de una estrategia u otra.

5.1. PROPUESTA Nº4 ANUAL

Al igual que en el apartado anterior a continuación se muestra la simulación anual del SOC y la potencia en la batería. Para esta propuesta los requerimientos de la batería son de $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 17838$ kWh, lo cual demuestra que esta estrategia es capaz de atenuar las fluctuaciones de potencia de una planta fotovoltaica de 38.5 MW con una rampa máxima del 2% con solo un 30% más de capacidad en la batería en comparación con la Estrategia 2 estudiada en el apartado teórico, la cual es una de las referencias en el desarrollo del trabajo. En vista que la Estrategia 2 ha sido desarrollada durante una tesis y que los factores que inciden en el desarrollo de una estrategia de control para la atenuación de fluctuaciones de potencia pueden ser varios y complejos el resultado obtenido puede considerarse satisfactorio pese a la necesidad de más de capacidad en la batería.

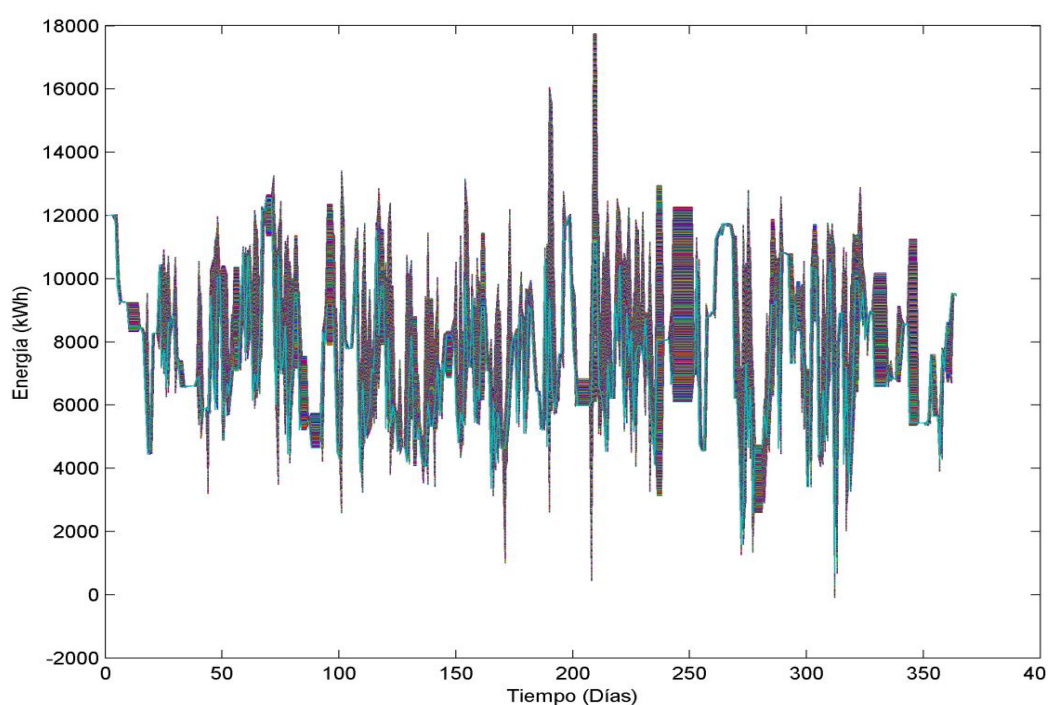


Figura 77. Energía en la batería para Propuesta Nº4 anual.

Como bien se aprecia en las gráficas, la Propuesta N°4 es capaz de llevar el control del SOC a la perfección sin sufrir ningún desbordamiento de la batería.

5.2. PROPUESTA N°5 ANUAL

El desarrollo de la simulación anual para la Propuesta N°5 es igual que la simulación anual para la propuesta anterior. En este caso el resultado obtenido en el seguimiento del SOC sigue siendo eficaz, al igual que lo es cuando se prueba para días sueltos.

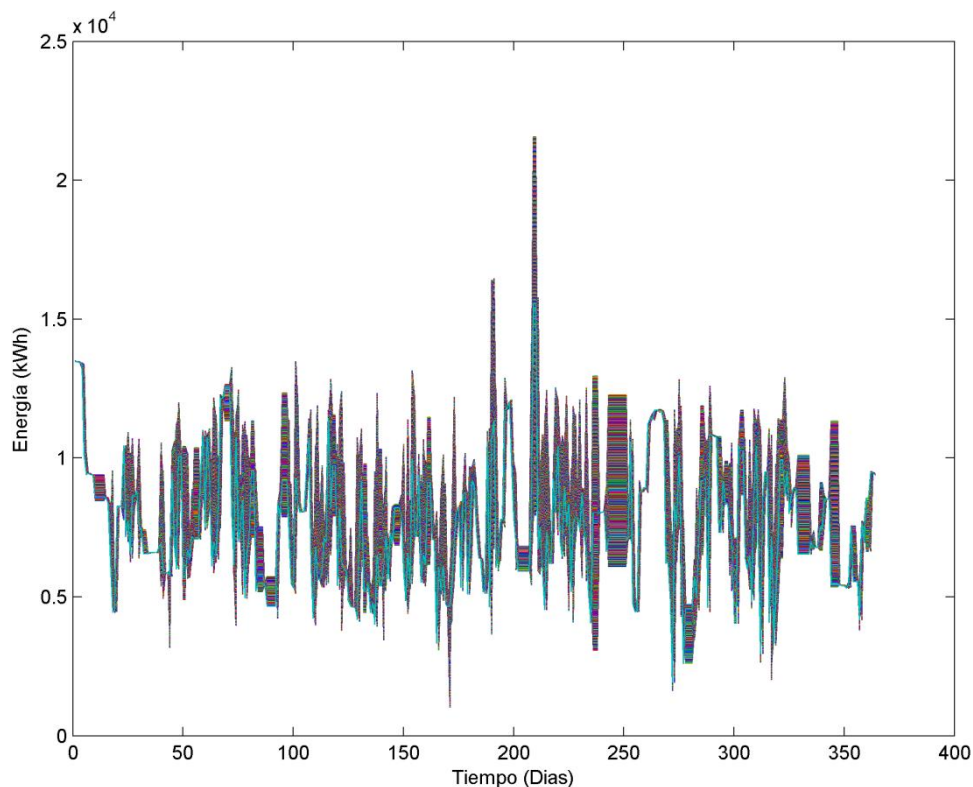


Figura 78. Energía en la batería para Propuesta N°5 con carga inicial anual. Fuente: Elaboración propia.

Lamentablemente, lo que a priori podía parecer una estrategia interesante se convierte en una propuesta con unos requerimientos de batería excesivamente grandes. Para este caso, la capacidad necesaria de batería para poder llevar a cabo la atenuación de todas las fluctuaciones durante un año es de $C_{BAT} = E_{BAT,MAX} - E_{BAT,MIN} = 20534$ kWh. Si se analiza el gráfico del control del SOC se observa que existe un día en el que la energía de la batería se dispara. Ese día es el 15 de febrero de 2011. Como curiosidad, en las simulaciones de esta estrategia se estudia el comportamiento del sistema en este día concreto y se comprueba que la capacidad de la batería era del orden de 13000kWh lo cual indica como la simulación de días sueltos puede llevar a equívocos en cálculo de requisitos de capacidad de la batería. Los resultados obtenidos

en las simulaciones que se han llevado a cabo en días sueltos podían dejar entre ver el tamaño que debía tener la batería aproximadamente, pero la necesidad de realizar una simulación anual es obvia puesto que los requerimientos de la batería vienen marcados por la obligación de cubrir los extremos energéticos, los cuales no tienen porque coexistir en el mismo día.

Por otro lado la energía inicial de la batería es muy importante en el comportamiento de la estrategia a lo largo del día, sobre todo cuando se realiza la simulación anual. A continuación se muestra el gráfico de control del SOC para la estrategia Propuesta N°5 donde la energía inicial es nula y por lo tanto los requerimientos de la batería aumentan, en este caso un 7% siendo la capacidad de la batería de $C_{BAT} = 21785$ kWh.

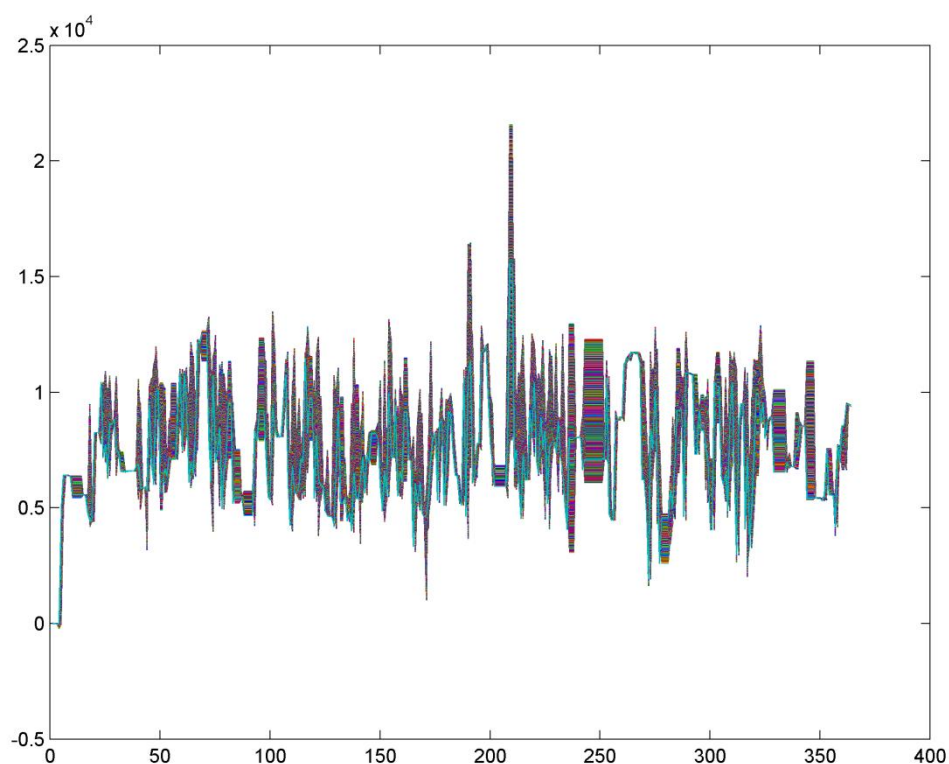


Figura 79. Energía en la batería con carga inicial nula para Propuesta N°5 anual. Fuente: Elaboración propia.

Es importante darse cuenta de que los requisitos que exige la propuesta N°5 son un 66,6% superiores a la Estrategia 2 y un 10% mayor que la Propuesta N°4. La razón reside en que el control del SOC no es capaz de controlar la energía en la batería sin disparar su capacidad. Una posible solución, si se dispusiese de una total predicción de los datos fotovoltaicos, sería encontrar la forma de controlar ese disparo de energía. Puede considerarse un punto a desarrollar en el futuro.

Por todo ello, en caso de tener la necesidad de elegir una de las dos estrategias, se elige la Propuesta N°4 debido a su menor capacidad en la batería.

6. LINEAS FUTURAS

Para la obtención de una completa estrategia de control funcional y eficiente queda pendiente desarrollar la posibilidad de limitar el exceso de batería los días extremadamente fluctuantes. Además es necesario afinar la estrategia Propuesta N°4 para reducir la diferencia con los requerimientos de batería logrados con la Estrategia 2. Con ello, sería interesante desarrollar una estrategia de control basada en el índice de irradiancia, la cual nos proporcionase una referencia para la batería adecuada dependiendo lo cerca o lo alejado que estemos de la potencia fotovoltaica máxima y mínima teórica. Es decir, desarrollar la Propuesta N°5 de forma más eficaz.

7. CONCLUSIONES

1. El uso de sistemas de almacenamiento en plantas fotovoltaicas es totalmente necesario para la atenuación de fluctuaciones de potencia.
2. El uso de la diferencia entre la potencia fotovoltaica y su media móvil para el cálculo del SOC de referencia logra resultados positivos en las estrategias de control de rampa máxima.
3. La existencia de un día extremadamente fluctuante en todo el año puede condicionar los requerimientos de la batería.
4. Una carga inicial nula de la batería puede generar un aumento de los requerimientos de la batería.
5. No es necesario la utilización de un modelo teórico de una planta fotovoltaica para desarrollar una estrategia de control para la atenuación de fluctuaciones de potencia fotovoltaica.
6. La degradación en la batería para un mismo día por parte de la Propuesta N°5 es menor que la degradación de la misma en la Propuesta N°4.
7. Los requisitos en la batería que exige la Propuesta N°5 son un 66,6% superiores a la Estrategia 2 y un 10% mayores que los de la Propuesta N°4.
8. Los requisitos necesarios para la batería en la Propuesta N°4 son un 30% mayores que los de la Estrategia 2.

8.BIBLIOGRAFÍA

1. Solano Goñi, Marta. "Recurso solar". Energía solar fotovoltaica. Universidad Pública de Navarra. 2014.
2. Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación (España). Energía solar fotovoltaica. Madrid: COIT; 2002.
3. Solano Goñi, Marta. "Célula fotovoltaica y principio de funcionamiento. Módulo fotovoltaico. Generador fotovoltaico". Energía solar fotovoltaica. Universidad Pública de Navarra. 2014.
4. Solano Goñi, Marta. "Sistemas aislados". Energía solar fotovoltaica. Universidad Pública de Navarra. 2014.
5. Sanchis Gúrpide, Pablo. "Sistemas eólicos y fotovoltaicos. Bloque A: Sistemas fotovoltaicos". Universidad Pública de Navarra. 2013.
6. Bube RH. Photovoltaic Materials. London (UK): Imperial Collage Press; 1998.
7. Lamigueiro OP. Energía Solar Fovoltavica. 2013.
8. Zhang Q, Sun X, Zhong Y, Matsui M. A novel topology for solving the partial shading problem in photovoltaic power generation system. Power Electronics and Motion Control Conference. IPEMC '09. IEEE 6th International. 17-20 May 2009. Oakland (California). p.2130-2135.
9. Carbone R. Grid-connected photovoltaic systems with energy storage. International Conference on Clean Electrical Power. June 2009. Capri (Italy). p. 760–767.
10. González RG, Humberto R, Jiménez G, Lagunas JM. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Boletín IEE 2013; 140.
11. Lorenzo E, Marcos J, Marroyo L. El fotovoltaico y la calidad del servicio eléctrico: el asunto de fluctuaciones de potencia. Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (XVII). p.1-17: 2010.
12. Hernández JC, Medina A. Conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica: calidad de suministro. Sumuntán 2006; 23:33-44.
13. Norma Española UNE-EN 50160. Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución. AENOR, enero 2001.
14. Marcos J, Störkel O, Marroyo L, García M, Lorenzo E. Storage requirements por PV power ramp-rate control. Solar Energy 2014; 99:28-35.

15. Marcos J, Marroyo L, Lorenzo E, Alvira D, Izco E. Smoothing of PV power fluctuations by geographical dispersion. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2011; 20:226–237.
16. Marcos J, Marroyo L, Lorenzo E, Alvira D, Izco E. Poweroutput fluctuations in large scale PV plants: one year observations with one second resolutions and a derived analytic model. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2010; 19 (2): 218–227.
17. Kakimoto N, Satoh H, Takayama S, Nakamura K. Ramp-Rate Control of Photovoltaic Generator With Electric Double-Layer Capacitor. *IEEE Transaction Energy Conversion* 2009; 24:465–473.
18. Hund TD, Gonzalez S, Barrett K. Grid-Tied PV system energy smoothing. 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. 20-25 June 2010. Honolulu (Hawaii).
19. Marcos J, De la Parra I, García M, Marroyo L. Control strategies to smooth short-term fluctuation in large fotovoltaic plant using battery storage systems. *Energies* 2014; 7:6593-6619.
20. De la Parra I, Marcos J, García M, Marroyo L. Control strategies to use the minimum energy storage requirement for PV power ramp-rate control. *Solar Energy* 2015; 111:332-343.
21. Pérez R, Kivalov S, Hoff TE, Dise J, Chalmers D. Mitigating short-term PV output intermittency. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. 30-4 de octubre 2013. Villepinte, Francia. p.3719-3726.
22. Pérez R, Hoff T, Dise J, Chalmers D, Kivalov S. The cost of mitigating short-term PV output variability. *Energy Procedia* 2014; 57:755-762.

ANEXOS

ANEXO I

```
%%ESTRATEGIA 0%%

clear all

load('matriz_PACAT_teor_claro.mat')
load('matriz_PACAT_teor_nublado.mat')
load('datos_anuales_40MW_nueva.mat')

dia1=23;
dia2=10;
mes1=7;
mes2=8;
ano1=2010;
ano2=2010;
fechanum1=datenum(ano1,mes1,dia1);
fechanum2=datenum(ano2,mes2,dia2);
fechanum_inicio_base_datos=datenum(2010,07,23);
fechanum_dia_concreto=fechanum1;
dia_comienzo=fechanum_dia_concreto-fechanum_inicio_base_datos+1;

num_dia=0; %Barrido de dias

for f=fechanum1:fechanum2
    dia_num=(f);
    num_dia=num_dia+1;
    fechas_calculadas{num_dia,1}=datestr(f,24);
    [ano,mes,dia]=datevec(dia_num);
    if dia<=9
        dia=(['0',num2str(dia)]);
    else
        dia=num2str(dia);
    end
    if mes<=9
        mes_str=(['0',num2str(mes)]);
    else
        mes_str=num2str(mes);
    end
    fecha_str=[dia,'/',mes_str,'/',num2str(ano)];
    fecha=['"',fecha_str(:,7:10),fecha_str(:,3:6),fecha_str(:,1:2),'"'];
    display(['Simulating ',fecha])

    P_FV=matriz_FV_anual(dia_comienzo+num_dia-1,:);
    Pbatmax=matriz_PACAT_teor_claro(dia_comienzo+num_dia-1,:);
    Pbatmin=matriz_PACAT_teor_nublado(dia_comienzo+num_dia-1,:);

end

Pnom=38500; %POTENCIA NOMINAL INSTALADA
r=0.02*Pnom/12; %RAMPA MAXIMA POR SEGUNDO
Pbat=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA BATERIA
P_FV_consigna=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA FV CONSIGNA
Pg=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA INYECTADA A RED
Ebat=zeros(length(P_FV),1); %ENERGIA EN LA BATERIA
Ebatref=10000; %REFERENCIA DE LA BATERIA
Error=zeros(length(P_FV),1); %ERROR
K=6; %GANANCIA
SOC=zeros(length(P_FV),1); %SOC
for i=2:(length(P_FV))

    P_FV_consigna(i)=P_FV(i)+(K*Error(i-1)); %FV CONSIGNA ES IGUAL A LA FV CORREGIDA
    if P_FV_consigna(i)<=0 %SI FV CONSIGNA NEGATIVO
        Pg(i)=P_FV(i); %INTRODUCIMOS FV REAL
    else Pg(i)=P_FV_consigna(i); %SI FV CONSIGNA POSITIVA INYECTAMOS A RED
    end %FV CONSIGNA

    if abs(Pg(i)-Pg(i-1))>r %SI LA DIFERENCIA DE LA RED ES MAYOR QUE LA RAMPA
        if Pg(i)-Pg(i-1)>0 %Y SI ESTA DIFERENCIA ES POSITIVA
```

```

        Pg(i)=Pg(i-1) + r;          %AL VALOR ANTERIOR DE LA RED SE LE SUMA LA RAMPA
    else Pg(i)=Pg(i-1)-r;          %SI ES NEGATIVA QUE SE LE RESTA
    end
end

Pbat(i)=Pg(i)-P_FV(i);            %A LA BATERIA VA LA DIFERENCIA ENTRE LA RED Y FV REAL
Ebat(1)=Ebatref;
Ebat(i)= Ebat(i-1)+Pbat(i)*5/3600; %ENERGIA DE LA BATERIA ES LA SUMA DE LA
                                     %ENERGIA DE LOS MOMENTOS ANTERIORES
Error(i)=Ebatref-Ebat(i);        %EL ERROR ES LA DIFERENCIA ENTRE LA
                                     %REFERENCIA Y LA ENERGIA DE LA BATERIA
end

for i=1:length(P_FV);
    SOC(i)=(Ebat(i)/max(Ebat))*100; %CALCULO DEL SOC
    Cbat=max(Ebat)-min(Ebat);       %CALCULO DE CAPACIDAD BATERIA
    Cbat=2*Cbat;                    %NECESARIO EL DOBLE PARA EVITAR
                                     %FLUCTUACIONES
end                                 %AL ALZA Y A LA BAJA EN INICIO

```

ANEXO II

```

%%ESTRATEGIA 1%%

clear all

load('matriz_PACAT_teor_claro.mat')
load('matriz_PACAT_teor_nublado.mat')
load('datos_anuales_40MW_nueva.mat')

dia1=23;
dia2=15;
mes1=7;
mes2=2;
ano1=2010;
ano2=2011;
fechanum1=datenum(ano1,mes1,dia1);
fechanum2=datenum(ano2,mes2,dia2);
fechanum_inicio_base_datos=datenum(2010,07,23);
fechanum_dia_concreto=fechanum1;
dia_comienzo=fechanum_dia_concreto-fechanum_inicio_base_datos+1;

num_dia=0; %Barrido de días

for f=fechanum1:fechanum2
    dia_num=(f);
    num_dia=num_dia+1;
    fechas_calculadas{num_dia,1}=datestr(f,24);
    [ano,mes,dia]=datevec(dia_num);
    if dia<=9
        dia=(['0',num2str(dia)]);
    else
        dia=num2str(dia);
    end
    if mes<=9
        mes_str=(['0',num2str(mes)]);
    else
        mes_str=num2str(mes);
    end
    fecha_str=[dia,'/',mes_str,'/',num2str(ano)];
    fecha=['"',fecha_str(:,7:10),fecha_str(:,3:6),fecha_str(:,1:2),'"'];
    display(['Simulating ',fecha])

    P_FV=matriz_FV_anual(dia_comienzo+num_dia-1,:);
    Pbatmax=matriz_PACAT_teor_claro(dia_comienzo+num_dia-1,:);
    Pbatmin=matriz_PACAT_teor_nublado(dia_comienzo+num_dia-1,:);
end

Pnom=38000; %POTENCIA NOMINAL

```



```

r=0.02*Pnom/12; %RAMPA POR SEGUNDO
Pbat=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA BATERIA
P_FV_limite=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA FV CONSIGNA
P_FV_consigna=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA FV CONSIGNA
Pg=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA EN LA RED
Ebat=zeros(length(P_FV),1); %ENERGIA EN LA BATERIA
Ebatref=10000; %ENERGIA REFERENCIA
Error=zeros(length(P_FV),1); %ERROR
K=1; %GANANCIA
SOC=zeros(length(P_FV),1); %SOC

for i=2:(length(P_FV))
    P_FV_limite(i)=P_FV(i); %LIMITAMOS POTENCIA INVERSOR
    if abs(P_FV_limite(i)-P_FV_limite(i-1))>r %APLICAMOS RAMPAS
        if P_FV_limite(i)-P_FV_limite(i-1)>0 %SI DIFERENCIA ES POSITIVO
            P_FV_limite(i)=P_FV_limite(i-1)+r; %SUMAMOS RAMPA
        else P_FV_limite(i)=P_FV(i); %SI NO SE EXCEDE RAMPA SE INYECTA
        end %DIRECTAMENTE A RED
    end

    P_FV_consigna(i)=P_FV_limite(i)+(K*Error(i-1));
    if P_FV_consigna(i)<=0 %SI FV CONSIGNA NEGATIVO
        Pg(i)=P_FV_limite(i); %INTRODUCIMOS FV limitado PARA NO PERDER
        %POTENCIA EN VANO
    else Pg(i)=P_FV_consigna(i);

    if Pg(i-1)-r>Pg(i) %SI LA DIFERENCIA DE LA RED ES MAYOR QUE LA RAMPA
        Pg(i)=Pg(i-1)-r; %SE CONDICIONA EN LAS FLUCTUACIONES A LA BAJA
    end

    Pbat(i)=Pg(i)-P_FV_limite(i); %A LA BATERIA VA LA DIFERENCIA ENTRE LA RED Y FV
    %REAL
    Ebat(1)=Ebatref; %VALOR DE CARGA INICIAL
    Ebat(i)= Ebat(i-1)+ Pbat(i)*5/3600; %ENERGIA DE LA BATERIA ES LA SUMA DE LA ENERGIA
    %DE LOS MOMENTOS ANTERIORES
    Error(i)=Ebatref-Ebat(i); %EL ERROR ES LA DIFERENCIA ENTRE LA REFERENCIA Y
    % LA ENERGIA DE LA BATERIA
    end %CONSIGUIENDO ASI QUE NUNCA EXIGA CARGARSE POR
    %LAS NOCHES

for i=1:length(P_FV);
    SOC(i)=(Ebat(i)/max(Ebat))*100; %CALCULAMOS SOC
    Cbat=max(Ebat)-min(Ebat); %CALCULAMOS CAPACIDAD BATERIA
end

```

ANEXO III

```
%%ESTRATEGIA 2%%
```

```
clear all
```

```
load('matriz_PACAT_teor_claro.mat')
load('matriz_PACAT_teor_nublado.mat')
load('datos_anuales_40MW_nueva.mat')
```

```

dia1=23;
dia2=16;
mes1=7;
mes2=2;
ano1=2010;
ano2=2011;
fechanum1=datetime(ano1, mes1, dia1);
fechanum2=datetime(ano2, mes2, dia2);
fechanum_inicio_base_datos=datetime(2010,07,23);
fechanum_dia_concreto=fechanum1;
dia_comienzo=fechanum_dia_concreto-fechanum_inicio_base_datos+1;

```

```
num_dia=0; %Barrido de días
```

```

for f=fechanum1:fechanum2
    dia_num=(f);
    num_dia=num_dia+1;
    fechas_calculadas{num_dia,1}=datestr(f,24);
    [ano,mes,dia]=datevec(dia_num);
    if dia<=9
        dia=(['0',num2str(dia)]);
    else
        dia=num2str(dia);
    end
    if mes<=9
        mes_str=(['0',num2str(mes)]);
    else
        mes_str=num2str(mes);
    end
    fecha_str=[dia,'/',mes_str,'/',num2str(ano)];
    fecha=['"',fecha_str(:,7:10),fecha_str(:,3:6),fecha_str(:,1:2),'"];
    display(['Simulating ',fecha])

    P_FV=matriz_FV_anual(dia_comienzo+num_dia-1,:);
    Pbatmax=matriz_PACAT_teor_claro(dia_comienzo+num_dia-1,:);
    Pbatmin=matriz_PACAT_teor_nublado(dia_comienzo+num_dia-1,:);

end

rmax=2; %RAMPA MAXIMA (%/min)
Pnom=38500; %POTENCIA
r=0.02*Pnom/12; %RAMPA POR SEGUNDO
Pbat=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA BATERIA
P_FV_consigna=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA FV CONSIGNA
Pg=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA INYECTADA A RED
Ebat=zeros(length(P_FV),1); %ENERGIA EN LA BATERIA
tau=77; %VALOR DE TAU PARA 38,5 MW
Error=zeros(length(P_FV),1); %ERROR
K=6; %GANANCIA
SOC=zeros(length(P_FV),1); %SOC
Ebatref=zeros(length(P_FV),1); %REFERENCIA BATERIA
Cbatd=zeros(length(P_FV),1); %CAPACIDAD BATERIA DESCARGA
Cbatc=zeros(length(P_FV),1); %CAPACIDAD BATERIA CARGA
Cbat=zeros(length(P_FV),1); %CAPACIDAD BATERIA
P_FV_difmax=Pbatmax-P_FV; %CALCULO DE DIFERENCIA ENTRE P_FV
%Y LA MAXIMA POTENCIA
P_FV_difmin=P_FV-Pbatmin; %CALCULO DE DIFERENCIA ENTRE P_FV
%Y LA MINIMA POTENCIA

for i=2:(length(P_FV))

    P_FV_consigna(i)=P_FV(i)-(K*Error(i-1)); %FV CONSIGNA ES FV CORREGIDA
    if P_FV_consigna(i)<=0 %SI FV CONSIGNA NEGATIVO
        Pg(i)=P_FV(i); %INTRODUCIMOS FV REAL
    else Pg(i)=P_FV_consigna(i); %SI NO INTRODUCIMOS
        %FV CONSIGNA A LA RED
    end
    if abs(P_FV(i)-P_FV(i-1))<r %SI FV CUMPLE RAMPAS
        Pg(i)=P_FV(i); %INYECTAMOS FV
    end
    if abs(Pg(i)-Pg(i-1))>r %SI LA DIFERENCIA DE LA RED ES MAYOR QUE LA RAMPA
        if Pg(i)-Pg(i-1)>0 %Y SI ESTA DIFERENCIA ES POSITIVA
            Pg(i)=Pg(i-1) + r;% AL VALOR ANTERIOR DE LA RED SE LE SUMA LA RAMPA
        else Pg(i)=Pg(i-1)-r;% SI ES NEGATIVA QUE SE LE RESTA
        end
    end

    Pbat(i)=Pg(i)-P_FV(i); %A LA BATERIA VA LA DIFERENCIA ENTRE
    %LA RED Y FV REAL
    Ebat(i)= Ebat(i-1)+ Pbat(i)*5/3600; %ENERGIA DE LA BATERIA ES LA SUMA DE LA
    %ENERGIA DE LOS MOMENTOS ANTERIORES
    Cbatd(i)=(P_FV(i)-Pbatmin(i))*5/3600; %CALCULAMOS LA ENERGIA QUE SE DEBE TENER
    %PARA ATENUAR LA MAYOR DESCARGA
    Cbatd(i)=Cbatd(i)*(((P_FV_difmin(i))/(P_FV(i)*(1/12)*2*rmax))-tau);
    Cbatd(i)=-Cbatd(i); %INVERTIMOS SIGNO
    if Cbatd(i)<0 %LIMITAMOS CAPACIDAD DESCARGA A 0

```

```

        Cbatd(i)=0;
    end
    Cbatc(i)=(Pbatmax(i)-P_FV(i))*5/3600; %CALCULAMOS LA ENERGIA QUE SE DEBE
                                         %TENER PARA ATENUAR LA MAYOR CARGA
    Cbatc(i)=Cbatc(i)*((P_FV_difmax(i))/((1/12)*2*rmax*Pbatmax(i)))-tau);
    Cbatc(i)=-Cbatc(i); %INVERTIMOS SIGNO
    if Cbatc(i)<0 %SI CAPACIDAD NEGATIVA
        %DE CARGA
        Cbatc(i)=0; %LIMITAMOS CAPACIDAD CARGA A 0
    end
    Cbat(i)=Cbatd(i)+Cbatc(i); %CALCULAMOS LA MAYOR ENERGIA QUE
                                %DEBE TENER NUESTRA BATERÍA EN CADA MOMENTO
    if Ebat(i)<Cbatd(i) %SI LA ENERGIA EN LA BATERIA
        %ES MENOR QUE LA CAPACIDAD DE
        %DESCARGA
        Ebatref(i)=Cbatd(i); %REFERENCIA BATERIA=CAPACIDAD DESCARGA
    else if Cbat(i)-Ebat(i)<Cbatc(i) %SI CAPACIDAD MENOS LA ENERGIA EN LA BATERIA
        %MENOR QUE CAPACIDAD CARGA
        Ebatref(i)=Cbatc(i); %REFERENCIA IGUAL A CAPACIDAD CARGA
        else Ebatref(i)=Ebatref(i-1); %SI NO REFERENCIA MANTIENE CONSTANTE
    end
    end

    Error(i)=Ebatref(i)-Ebat(i); %EL ERROR ES LA DIFERENCIA ENTRE
                                %LA REFERENCIA Y LA ENERGIA DE LA BATERIA
end

Ebat=-Ebat; %INVERTIMOS SIGNO

for i=1:length(P_FV);
    SOC(i)=(Ebat(i)/max(Ebat))*100; %CALCULAMOS SOC
    Cbatmax=max(Ebat)-min(Ebat); %CALCULAMOS CAPACIDAD BATERIA
end

vectorFluct=fluctuacion(1:length(P_FV),Pg,12,Pnom); %COMPROBAMOS QUE SE CUMPLEN RAMPAS

```

ANEXO IV

```

%%PROPUESTA N°1%%

clear all

load('matriz_PACAT_teor_claro.mat')
load('matriz_PACAT_teor_nublado.mat')
load('datos_anuales_40MW_nueva.mat')

dia1=23;
dia2=15;
mes1=7;
mes2=2;
ano1=2010;
ano2=2011;
fechanum1=datetime(ano1,mes1,dia1);
fechanum2=datetime(ano2,mes2,dia2);
fechanum_inicio_base_datos=datetime(2010,07,23);
fechanum_dia_concreto=fechanum1;
dia_comienzo=fechanum_dia_concreto-fechanum_inicio_base_datos+1;

num_dia=0; %Barrido de días

for f=fechanum1:fechanum2
    dia_num=f;
    num_dia=num_dia+1;
    fechas_calculadas{num_dia,1}=datestr(f,24);
    [ano,mes,dia]=datevec(dia_num);
    if dia<=9
        dia=([ '0',num2str(dia)]);
    else
        dia=num2str(dia);
    end
    if mes<=9

```

```

        mes_str=(['0',num2str(mes)]);
    else
        mes_str=num2str(mes);
    end
    fecha_str=[dia,'/',mes_str,'/',num2str(ano)];
    fecha=['"',fecha_str(:,7:10),fecha_str(:,3:6),fecha_str(:,1:2),'"];
    display(['Simulating ',fecha])

    P_FV=matriz_FV_anual(dia_comienzo+num_dia-1,:);
    Pbatmax=matriz_PACAT_teor_claro(dia_comienzo+num_dia-1,:);
    Pbatmin=matriz_PACAT_teor_nublado(dia_comienzo+num_dia-1,:);

end

Pnom=38500; %POTENCIA NOMINAL
r=0.02*Pnom/12; %RAMPA POR SEGUNDO
Pbat=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA BATERIA
P_FV_consigna=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA FV CONSIGNA
Pg=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA RED
Ebat=zeros(length(P_FV),1); %ENERGIA EN LA BATERIA
Ebatref=zeros(length(P_FV),1); %REFERENCIA DE BATERIA
P_FV_difmax=zeros(length(P_FV),1); %DIFERENCIA ENTRE P_FV Y LA MAXIMA
%POTENCIA
P_FV_difmin=zeros(length(P_FV),1); %DIFERENCIA ENTRE P_FV Y LA MAXIMA
%POTENCIA
P_FV_difmaxMA=zeros(length(P_FV),1); %MEDIA MOVIL DE DIFERENCIA ENTRE P_FV Y
%LA MAXIMA POTENCIA
P_FV_difminMA=zeros(length(P_FV),1); %MEDIA MOVIL DE DIFERENCIA ENTRE P_FV Y
%LA MAXIMA POTENCIA
Error=zeros(length(P_FV),1); %ERROR DEL LAZO DE CONTROL
K=1; %GANANCIA LAZO DE CONTROL
SOC=zeros(length(P_FV),1); %SOC
Cbatd=zeros(length(P_FV),1); %ENERGIA DE DESCARGA ANTE FLUCTUACION
%MAXIMA A LA BAJA
Cbatc=zeros(length(P_FV),1); %ENERGIA DE CARGA ANTE FLUCTUACION
%MAXIMA AL ALZA
Cbat=zeros(length(P_FV),1); %CAPACIDAD DE LA BATERIA

P_FV_difmax=Pbatmax-P_FV; %CALCULO DE DIFERENCIA ENTRE P_FV Y LA MAXIMA
%POTENCIA
P_FV_difmin=P_FV-Pbatmin; %CALCULO DE DIFERENCIA ENTRE P_FV Y LA MINIMA
%POTENCIA

for i=541:(length(P_FV))
    P_FV_difmaxMA(i)=mean(P_FV_difmax(i-540:i)); %CALCULO DE MEDIA MOVIL DE LA DIFERENCIA
    %ENTRE P_FV Y LA MAXIMA POTENCIA
    P_FV_difminMA(i)=mean(P_FV_difmin(i-540:i)); %CALCULO DE MEDIA MOVIL DE LA DIFERENCIA
    %ENTRE P_FV Y LA MINIMA POTENCIA
end

for i=2:(length(P_FV))

    P_FV_consigna(i)=P_FV(i)+(K*Error(i-1)); %CORREGIMOS P_FV CON EL ERROR
    if P_FV_consigna(i)<=0 %SI FV CONSIGNA NEGATIVO
        Pg(i)=P_FV(i); %INTRODUCIMOS FV REAL
    else Pg(i)=P_FV_consigna(i); %SI NO ES NEGATIVO INTRODUCIMOS A
    %RED LA P_FV CORREGIDA

    end

    if abs(Pg(i)-Pg(i-1))>r %SI LA DIFERENCIA DE LA RED ES MAYOR
    %QUE LA RAMPA
        if Pg(i)-Pg(i-1)>0 %Y SI ESTA DIFERENCIA ES POSITIVA
            Pg(i)=Pg(i-1) + r; %AL VALOR ANTERIOR DE LA RED SE LE SUMA
            %LA RAMPA
        else Pg(i)=Pg(i-1)-r; %SI ES NEGATIVA QUE SE LE RESTA LA RAMPA
        end
    end
end

```

```

end

Pbat(i)=Pg(i)-P_FV(i); %A LA BATERIA VA LA DIFERENCIA ENTRE LA
                        %RED Y FV REAL
Ebat(i)= Ebat(i-1)+ Pbat(i)*5/3600; %ENERGIA DE LA BATERIA ES LA SUMA DE LA
                        %ENERGIA DE LOS MOMENTOS ANTERIORES
Cbatd(i)=(P_FV_difminMA(i))*((P_FV_difmin(i))/(P_FV(i)*(1/12)*2*rmax))-tau)*5/3600;
if Cbatd(i)<0 %SI ESA CAPACIDAD ES NULA
    Cbatd(i)=0; %LA LIMITAMOS A 0
end
Cbatc(i)=(P_FV_difmaxMA(i))*((P_FV_difmax(i))/((1/12)*2*rmax*Pbatmax(i)))-
tau)*5/3600;
if Cbatc(i)<0 %SI ES NEGATIVA
    Cbatc(i)=0; %LA LIMITAMOS A 0
end
Cbat(i)=Cbatd(i)+Cbatc(i); %CALCULAMOS LA CAPACIDAD QUE DEBE TENER
                        %NUESTRA BATERÍA EN CADA MOMENTO
if Ebat(i)<Cbatd(i) %SI LA ENERGIA EN LA BATERIA NO PUEDE
    Ebatref(i)=Cbatd(i); %ASUMIR UNA DESCARGA MAXIMA
                        %LLEVAMOS LA REFERNCIA DE LA BATERIA A
                        %ESE VALOR
else if Cbat(i)-Ebat(i)<Cbatc(i) %SI LA BATERIA TIENE MAS CARGA DE LA
    Ebatref(i)=Cbatc(i); %NECESARIA
                        %LLEVAMOS LA REFERNCIA AL VALOR DE
                        %DESCARGA
    else Ebatref(i)=Ebatref(i-1); %SI NO SE CUMPLE NINGUNA DE ESAS
                        %CONDICIONES
    end %LA REFERENCIA DE LA BATERIA SE
                        %MANTIENE CONSTANTE
end

Error(i)=Ebatref(i)-Ebat(i); %EL ERROR ES LA DIFERENCIA ENTRE
end %LA REFERENCIA Y LA ENERGIA DE LA
                        %BATERIA

Ebat=-Ebat;

for i=1:length(P_FV);
    SOC(i)=(Ebat(i)/max(Ebat))*100; %CALCULAMOS EL SOC
    Cbatmax=max(Ebat)-min(Ebat); %Y LA CAPACIDAD DE LA BATERIA
end

```

```

vectorFluct=fluctuacion(1:length(P_FV),Pg,12,Pnom); %COMPROBAMOS QUE SE CUMPLEN RAMPAS

```

ANEXO V

```

%%PROPUESTA N°2%%

```

```

clear all

```

```

load('matriz_PACAT_teor_claro.mat')
load('matriz_PACAT_teor_nublado.mat')
load('datos_anuales_40MW_nueva.mat')

dial=23;
dia2=21;
mes1=7;
mes2=11;
ano1=2010;
ano2=2010;
fechanum1=datenum(ano1,mes1,dial);
fechanum2=datenum(ano2,mes2,dia2);
fechanum_inicio_base_datos=datenum(2010,07,23);
fechanum_dia_concreto=fechanum1;
dia_comienzo=fechanum_dia_concreto-fechanum_inicio_base_datos+1;

num_dia=0; %Barrido de dias

for f=fechanum1:fechanum2
    dia_num=(f);

```

```

num_dia=num_dia+1;
fechas_calculadas{num_dia,1}=datestr(f,24);
[ano,mes,dia]=datevec(dia_num);
if dia<=9
    dia=(['0',num2str(dia)]);
else
    dia=num2str(dia);
end
if mes<=9
    mes_str=(['0',num2str(mes)]);
else
    mes_str=num2str(mes);
end
fecha_str=[dia,'/',mes_str,'/',num2str(ano)];
fecha=['"',fecha_str(:,7:10),fecha_str(:,3:6),fecha_str(:,1:2),'"];
display(['Simulating ',fecha])

P_FV=matriz_FV_anual(dia_comienzo+num_dia-1,:);
Pbatmax=matriz_PACAT_teor_claro(dia_comienzo+num_dia-1,:);
Pbatmin=matriz_PACAT_teor_nublado(dia_comienzo+num_dia-1,:);

end

Pnom=38500;
r=0.02*Pnom/12;
Pbat=zeros(length(P_FV),1);
P_FV_consigna=zeros(length(P_FV),1);
Pg=zeros(length(P_FV),1);
Ebat=zeros(length(P_FV),1);
Ebatref=zeros(length(P_FV),1);
P_FV_difmax=zeros(length(P_FV),1);

P_FV_difmin=zeros(length(P_FV),1);

P_FV_difmaxMA=zeros(length(P_FV),1);

P_FV_difminMA=zeros(length(P_FV),1);

Error=zeros(length(P_FV),1);
K=1;
SOC=zeros(length(P_FV),1);

for i=2:(length(P_FV))

    P_FV_difmax(i)=Pbatmax(i)-P_FV(i);

    P_FV_difmin(i)=P_FV(i)-Pbatmin(i);

end

for i=541:(length(P_FV))
    P_FV_difmaxMA(i)=mean(P_FV_difmax(i-540:i));
    P_FV_difminMA(i)=mean(P_FV_difmin(i-540:i));
end

for i=2:(length(P_FV))

    P_FV_consigna(i)=P_FV(i)+(K*Error(i-1));
    if P_FV_consigna(i)<=0
        Pg(i)=P_FV(i);
    else Pg(i)=P_FV_consigna(i);

    end
    if abs(P_FV(i)-P_FV(i-1))<r
        Pg(i)=P_FV(i);
    end
    if abs(Pg(i)-Pg(i-1))>r

end

```

```

        if Pg(i)-Pg(i-1)>0
            Pg(i)=Pg(i-1) + r;
        else Pg(i)=Pg(i-1)-r;
        end
    end

    Pbat(i)=Pg(i)-P_FV(i);
    Ebat(i)= Ebat(i-1)+ Pbat(i)*5/3600;
    Ebatref(i)=Ebatref(i-1)+P_FV_difmaxMA(i)*5/3600; %REFERENCIA DE LA BATERIA

    Error(i)=Ebatref(i)-Ebat(i);
end

for i=1:length(P_FV);
    SOC(i)=(Ebat(i)/max(Ebat))*100;
    Cbatmax=max(Ebat)-min(Ebat);
end

vectorFluct=fluctuacion(1:length(P_FV),Pg,12,Pnom); %COMPROBAMOS QUE SE CUMPLEN RAMPAS

```

ANEXO VI

%%PROPUESTA N°3%%

clear all

```

load('matriz_PACAT_teor_claro.mat')
load('matriz_PACAT_teor_nublado.mat')
load('datos_anuales_40MW_nueva.mat')

dia1=23;
dia2=15;
mes1=7;
mes2=2;
ano1=2010;
ano2=2011;
fechanum1=datenum(ano1, mes1, dia1);
fechanum2=datenum(ano2, mes2, dia2);
fechanum_inicio_base_datos=datenum(2010,07,23);
fechanum_dia_concreto=fechanum1;
dia_comienzo=fechanum_dia_concreto-fechanum_inicio_base_datos+1;

num_dia=0; %Barrido de días

for f=fechanum1:fechanum2
    dia_num=(f);
    num_dia=num_dia+1;
    fechas_calculadas{num_dia,1}=datestr(f,24);
    [ano,mes,dia]=datevec(dia_num);
    if dia<=9
        dia=(['0',num2str(dia)]);
    else
        dia=num2str(dia);
    end
    if mes<=9
        mes_str=(['0',num2str(mes)]);
    else
        mes_str=num2str(mes);
    end
    fecha_str=[dia,'/',mes_str,'/',num2str(ano)];
    fecha=('',fecha_str(:,7:10),fecha_str(:,3:6),fecha_str(:,1:2),'');
end

```

```

display(['Simulating ', fecha])

P_FV=matriz_FV_anual(dia_comienzo+num_dia-1,:);
Pbatmax=matriz_PACAT_teor_claro(dia_comienzo+num_dia-1,:);
Pbatmin=matriz_PACAT_teor_nublado(dia_comienzo+num_dia-1,:);

end

Pnom=38500; %POTENCIA NOMINAL
Pbat=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA BATERIA
Pg=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA INYECTADA A RED
Ebat=zeros(length(P_FV),1); %ENERGIA EN LA BATERIA
SOC=zeros(length(P_FV),1); %SOC
P_FV_nueva=zeros(length(P_FV),1); %PF_NUEVA
for i=1:length(P_FV)
    if Pbatmax(i)~=0
        P_FV_nueva(i)=(P_FV(i)/Pbatmax(i))*P_FV(i);
    end
end

end

for i=601:length(P_FV)
    Pg(i)=mean(P_FV_nueva(i-600:i)); %SE HACE LA MEDIA MOVIL
    %PARA QUE LA FLUCTUACION
    %NO SUPERE EL 2%
    Pbat(i-599)=P_FV(i-599)-Pg(i-599);
    Ebat(i-599)=Ebat(i-600)+Pbat(i-599)*5/3600;
    %ENERGIA DE LA BATERIA ES LA SUMA DE LA ENERGIA
    %DE LOS MOMENTOS ANTERIORES
end

for j=16681:length(P_FV)
    Ebat(j)=Ebat(j-1); %LA ENERGIA SE MANTIENE EN LA BATERIA
end %AL FINAL DEL DIA

for i=1:length(P_FV);
    SOC(i)=(Ebat(i)/max(Ebat))*100; %CALCULAMOS SOC
    Cbat=max(Ebat)-min(Ebat);
end

vectorFluct=fluctuacion(1:length(P_FV),Pg,12,Pnom); %COMPROBAMOS QUE SE CUMPLEN RAMPAS

```

ANEXO VII

```

%%PROPUESTA N°4%%

clear all

load('matriz_PACAT_teor_claro.mat')
load('matriz_PACAT_teor_nublado.mat')
load('datos_anuales_40MW_nueva.mat')

dia1=23;
dia2=15;
mes1=7;
mes2=2;
ano1=2010;
ano2=2011;
fechanum1=datenum(ano1,mes1,dia1);
fechanum2=datenum(ano2,mes2,dia2);
fechanum_inicio_base_datos=datenum(2010,07,23);
fechanum_dia_concreto=fechanum1;
dia_comienzo=fechanum_dia_concreto-fechanum_inicio_base_datos+1;

num_dia=0; %Barrido de dias

for f=fechanum1:fechanum2
    dia_num=(f);
    num_dia=num_dia+1;
end

```



```

fechas_calculadas{num_dia,1}=datestr(f,24);
[ano,mes,dia]=datevec(dia_num);
if dia<=9
    dia=(['0',num2str(dia)]);
else
    dia=num2str(dia);
end
if mes<=9
    mes_str=(['0',num2str(mes)]);
else
    mes_str=num2str(mes);
end
fecha_str=[dia,'/',mes_str,'/',num2str(ano)];
fecha=['"',fecha_str(:,7:10),fecha_str(:,3:6),fecha_str(:,1:2),'"'];
display(['Simulating ',fecha])

P_FV=matriz_FV_anual(dia_comienzo+num_dia-1,:);
Pbatmax=matriz_PACAT_teor_claro(dia_comienzo+num_dia-1,:);
Pbatmin=matriz_PACAT_teor_nublado(dia_comienzo+num_dia-1,:);

end

Pnom=38500; %POTENCIA NOMINAL
r=0.02*Pnom/12; %RAMPA POR SEGUNDO
Pbat=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA BATERIA
P_FV_consigna=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA FV CONSIGNA
Pg=zeros(length(P_FV),1); %POTENCIA RED
Ebat=zeros(length(P_FV),1); %ENERGIA EN LA BATERIA
Ebatref=zeros(length(P_FV),1); %REFERENCIA DE BATERIA
P_FV_difmax=zeros(length(P_FV),1); %DIFERENCIA ENTRE P_FV
%Y LA MAXIMA POTENCIA
P_FV_difmin=zeros(length(P_FV),1); %DIFERENCIA ENTRE P_FV
%Y LA MAXIMA POTENCIA
P_FV_difmaxMA=zeros(length(P_FV),1); %MEDIA MOVIL DE DIFERENCIA
%ENTRE P_FV Y LA MAXIMA POTENCIA
P_FV_difminMA=zeros(length(P_FV),1); %MEDIA MOVIL DE DIFERENCIA
%ENTRE P_FV Y LA MAXIMA POTENCIA
Error=zeros(length(P_FV),1); %ERROR DEL LAZO DE CONTROL
K=1; %GANANCIA LAZO DE CONTROL
SOC=zeros(length(P_FV),1); %SOC
P_FV_MA=zeros(length(P_FV),1); %MEDIA MOVIL DE FV

for i=541:(length(P_FV))
    P_FV_MA(i)=mean(P_FV(i-540:i)); %SE HACE LA MEDIA MOVIL
%PARA QUE LA FLUCTUACION
%NO SUPERE EL 2%
end

P_FV_difMA=P_FV_MA-P_FV; %CALCULO DE DIFERENCIA ENTRE
%P_FV MEDIA MOVIL Y FV REAL

for i=2:(length(P_FV))

    P_FV_consigna(i)=P_FV(i)+(K*Error(i-1)); %CORREGIMOS P_FV CON EL ERROR
    if P_FV_consigna(i)<=0 %SI FV CONSIGNA NEGATIVO
        Pg(i)=P_FV(i); %INTRODUCIMOS FV REAL
    else Pg(i)=P_FV_consigna(i); %SI NO ES NEGATIVO INTRODUCIMOS
%A RED LA P_FV CORREGIDA
end

    if abs(P_FV(i)-P_FV(i-1))<r %SI FV CUMPLE RAMPAS
        Pg(i)=P_FV(i); %INYECTAMOS FV A RED
    end

    if abs(Pg(i)-Pg(i-1))>r %SI LA DIFERENCIA DE LA RED
%ES MAYOR QUE LA RAMPA
        if Pg(i)-Pg(i-1)>0 %Y SI ESTA DIFERENCIA
%ES POSITIVA
            Pg(i)=Pg(i-1) + r; %AL VALOR ANTERIOR DE LA
%RED SE LE SUMA LA RAMPA
        else Pg(i)=Pg(i-1)-r; %SI ES NEGATIVA QUE SE LE
%RESTA LA RAMPA
        end
    end
end

```

```

        end
    end

    Pbat(i)=Pg(i)-P_FV(i); %A LA BATERIA VA LA
                        %DIFERENCIA ENTRE LA RED Y FV REAL
    Ebat(i)= Ebat(i-1)+ Pbat(i)*5/3600; %ENERGIA DE LA BATERIA ES LA SUMA
                        %DE LA ENERGIA DE LOS MOMENTOS ANTERIORES
    Ebatref(i)=Ebatref(i-1)+P_FV_difMA(i-1)*5/3600; %CALCULO REFERENCIA BATERÍA
    Error(i)=Ebatref(i)-Ebat(i); %EL ERROR ES LA DIFERENCIA ENTRE
                                %LA REFERENCIA Y LA ENERGIA DE LA
                                %BATERIA

    Ebat=-Ebat; %INVERTIMOS SIGNO

    for i=1:length(P_FV);

        SOC(i)=(Ebat(i)/max(Ebat))*100; %CALCULAMOS EL SOC
        Cbatmax=max(Ebat)-min(Ebat); %Y LA CAPACIDAD DE LA BATERIA
    end

    vectorFluct=fluctuacion(1:length(P_FV),Pg,12,Pnom); %COMPROBAMOS QUE SE CUMPLEN RAMPAS

```

ANEXO VIII

```

%%PRPPUESTA N°5%%

clear all

load('matriz_PACAT_teor_claro.mat')
load('matriz_PACAT_teor_nublado.mat')
load('datos_anuales_40MW_nueva.mat')

dia1=23;
dia2=15;
mes1=7;
mes2=2;
ano1=2010;
ano2=2011;
fechanum1=datenum(ano1, mes1, dia1);
fechanum2=datenum(ano2, mes2, dia2);
fechanum_inicio_base_datos=datenum(2010,07,23);
fechanum_dia_concreto=fechanum1;
dia_comienzo=fechanum_dia_concreto-fechanum_inicio_base_datos+1;

num_dia=0; %Barrido de días

for f=fechanum1:fechanum2
    dia_num=(f);
    num_dia=num_dia+1;
    fechas_calculadas{num_dia,1}=datestr(f,24);
    [ano,mes,dia]=datevec(dia_num);
    if dia<=9
        dia=(['0',num2str(dia)]);
    else
        dia=num2str(dia);
    end
    if mes<=9
        mes_str=(['0',num2str(mes)]);
    else
        mes_str=num2str(mes);
    end
    fecha_str=[dia,'/',mes_str,'/',num2str(ano)];
    fecha=('',fecha_str(:,7:10),fecha_str(:,3:6),fecha_str(:,1:2),'');
    display(['Simulating ',fecha])

    P_FV=matriz_FV_anual(dia_comienzo+num_dia-1,:);
    Pbatmax=matriz_PACAT_teor_claro(dia_comienzo+num_dia-1,:);
    Pbatmin=matriz_PACAT_teor_nublado(dia_comienzo+num_dia-1,:);
end

```

```

Pnom=38500;
r=0.02*Pnom/12;
Pbat=zeros(length(P_FV),1);
P_FV_consigna=zeros(length(P_FV),1);
Pg=zeros(length(P_FV),1);
Ebat=zeros(length(P_FV),1);
Ebatref=zeros(length(P_FV),1);
P_FV_difmax=zeros(length(P_FV),1);

P_FV_difmin=zeros(length(P_FV),1);

P_FV_difmaxMA=zeros(length(P_FV),1);

P_FV_difminMA=zeros(length(P_FV),1);

Error=zeros(length(P_FV),1);
K=1;
SOC=zeros(length(P_FV),1);
P_FV_MA=zeros(length(P_FV),1);
P_FV_nueval=zeros(length(P_FV),1);

P_FV_nueva2=zeros(length(P_FV),1);

indice_irr2=zeros(length(P_FV),1);
indice_irr1=zeros(length(P_FV),1);
P_FV_nuevalMA=zeros(length(P_FV),1);
P_FV_nueva2MA=zeros(length(P_FV),1);

for i=1:length(P_FV)

    if Pbatmax(i)~=0
        indice_irr1(i)=(P_FV(i)/Pbatmax(i)); %CALCULAMOS INDICES DE
                                                %IRRADIACION

        indice_irr2(i)=(Pbatmin(i)/P_FV(i));
        P_FV_nueval(i)=(P_FV(i)/Pbatmax(i))*P_FV(i); %CALCULAMOS FV NUEVA 1
    end

    if P_FV(i)~=0
        P_FV_nueva2(i)=(Pbatmin(i)/P_FV(i))*P_FV(i); %CALCULAMOS FV NUEVA 2
    end
end

for i=541:(length(P_FV))
    P_FV_nuevalMA(i)=mean(P_FV_nueval(i-540:i)); %CALCULAMOS MEDIA MOVIL DE
                                                    %FV NUEVA 1
    P_FV_nueva2MA(i)=mean(P_FV_nueva2(i-540:i)); %CALCULAMOS MEDIA MOVIL DE
                                                    %FV NUEVA 2
    P_FV_MA(i)=mean(P_FV(i-540:i)); %SE HACE LA MEDIA MOVIL PARA
                                     %QUE LA FLUCTUACION NO SUPERE EL 2%
end

P_FV_difnueval1=P_FV_nuevalMA-P_FV_nueval; %CALCULAMOS DIFERENCIA ENTRE
                                             % MEDIA MOVIL DE FV
                                             % NUEVA 1 Y FV NUEVA

P_FV_difnueva2=P_FV_nueva2MA-P_FV_nueva2;
P_FV_difMA=P_FV_MA-P_FV; %CALCULO DE DIFERENCIA ENTRE FV
                          %MEDIA MOVIL Y FV REAL

for i=2:(length(P_FV))

    P_FV_consigna(i)=P_FV(i)+(K*Error(i-1)); %CORREGIMOS P_FV CON EL ERROR
    if P_FV_consigna(i)<=0 %SI FV CONSIGNA NEGATIVO
        Pg(i)=P_FV(i); %INTRODUCIMOS FV REAL
    else Pg(i)=P_FV_consigna(i); %SI NO ES NEGATIVO INTRODUCIMOS
                                   %A RED LA P_FV CORREGIDA
    end
    if abs(P_FV(i)-P_FV(i-1))<r %SI FV CUMPLE RAMPAS
        %INYECTAMOS FV A RED
        Pg(i)=P_FV(i);
    end
end

```

```

end

if abs(Pg(i)-Pg(i-1))>r
    if Pg(i)-Pg(i-1)>0
        Pg(i)=Pg(i-1) + r;
    else Pg(i)=Pg(i-1)-r;
end
end

Pbat(i)=Pg(i)-P_FV(i); %A LA BATERIA VA LA DIFERENCIA
                    %ENTRE LA RED Y FV REAL
Ebat(i)= Ebat(i-1)+ Pbat(i)*5/3600; %ENERGIA DE LA BATERIA ES LA SUMA
                    %DE LA ENERGIA DE LOS MOMENTOS ANTERIORES
if indice_irr1(i)>0.1
    Ebatref(i)=Ebatref(i-1)+P_FV_difMA(i)*5/3600;%CALCULO REFERENCIA BATERIA
else
    Pbat(i)=abs(P_FV_difnueva1(i)*indice_irr1(i)); %SI NO LA POTENCIA EN LA
                    %BATERIA
    Ebat(i)= Ebat(i-1)+ Pbat(i)*5/3600; %ENERGIA DE LA BATERIA ES LA SUMA
                    %DE LA ENERGIA DE LOS MOMENTOS
                    %ANTERIORES
    Ebatref(i)=Ebatref(i-1)+P_FV_difMA(i)*5/3600;%CALCULO REFERENCIA BATERIA
end
Error(i)=Ebatref(i)-Ebat(i); %EL ERROR ES LA DIFERENCIA ENTRE
end %LA REFERENCIA Y LA ENERGIA DE LA BATERIA

Ebat=-Ebat; %INVERTIMOS SIGNO

for i=1:length(P_FV);
    Cbatmax=max(Ebat)-min(Ebat); %CALCULAMOS LA CAPACIDAD DE LA BATERIA
    SOC(i)=(Ebat(i)/Cbatmax)*100; %CALCULAMOS EL SOC
end

vectorFluct=fluctuacion(1:length(P_FV),Pg,12,Pnom); %COMPROBAMOS QUE SE CUMPLEN RAMPAS

```

ANEXO IX

```

%%PROPUESTA N°4 ANUAL%%

clear all

load('vector_incidencias.mat') %VECTOR INCIDENCIAS
load('matriz_PACAT_teor_claro.mat') %POTENCIA FV MAX ANUAL
load('matriz_PACAT_teor_nublado.mat') %POTENCIA FV MIN ANUAL
load('datos_anuales_40MW_nueva.mat') %POTENCIA FV REAL ANUAL
FV_real_anual=matriz_FV_anual(1:end-1,:); %ELIMINAMOS ULTIMA FILA DE MATRIZ
Pnom=38500; %POTENCIA NOMINAL
r=0.02*Pnom/12; %RAMPA POR SEGUNDO
Pbat=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ POTENCIA BATERIA
P_FV_consigna=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %POTENCIA FV CONSIGNA
Pg=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ POTENCIA INYECTADA RED
Ebat=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %ENERGIA EN LA BATERIA
Ebatref=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ REFERENCIA DE BATERIA
Error=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ ERROR DEL LAZO DE CONTROL
K=1; %GANANCIA LAZO DE CONTROL
SOC=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ SOC
vectorFluct=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ DE FLUCTUACIONES EN
P_FV_MA=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %POTENCIA INYECTADA A RED
                    %MATRIZ MEDIA MOVIL POTENCIA
                    %FOTOVOLTAICA
P_FV_difMA=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ DIFERENCIA ENTRE MEDIA MOVIL DE
                    %FV Y FV REAL
Cbatmax=zeros(1,size(matriz_PACAT_teor_claro,1)); %VECTOR CAPACIDAD MAXIMA
Ebat(1,1)=-12000;
for j=1:size(matriz_PACAT_teor_claro,1)

```

```

fprintf('Dia: %d\n',j); %ESCRIBIMOS CADA DÍA SIMULADO
if vector_incidencias(j)==0 %SI LA TOMA DE DATOS HA SIDO
    %CORRECTA
    %SEGUIMOS SIMULANDO
    for i=541:(size(matriz_PACAT_teor_claro,2))
        P_FV_MA(j,i)=mean(FV_real_anual(j,i-540:i)); %MEDIA MOVIL DE FV PARA QUE LA
    end %FLUCTUACION NO SUPERE EL 2%

    for i=1:(size(matriz_PACAT_teor_claro,2))
        P_FV_difMA(j,i)=P_FV_MA(j,i)-FV_real_anual(j,i); %CALCULO DE DIFERENCIA
        %ENTRE FV MEDIA MOVIL Y
        %FV REAL
    end

    for i=2:(size(matriz_PACAT_teor_claro,2))

        P_FV_consigna(j,i)=FV_real_anual(j,i)+(K*Error(j,i-1)); %CORREGIMOS P_FV
        %CON EL ERROR
        if P_FV_consigna(j,i)<=0 %SI FV CONSIGNA
            %NEGATIVO
            Pg(j,i)=FV_real_anual(j,i); %INTRODUCIMOS FV
            %REAL
        else %SI NO ES NEGATIVO
            Pg(j,i)=P_FV_consigna(j,i); %INTRODUCIMOS A RED
            %LA P_FV CORREGIDA
        end

        if abs(FV_real_anual(j,i)-FV_real_anual(j,i-1))<r %SI FV CUMPLE RAMPA
            %SE INYECTA
            %A RED
            Pg(j,i)=FV_real_anual(j,i);
        end

        if abs(Pg(j,i)-Pg(j,i-1))>r %SI LA DIFERENCIA DE LA RED ES MAYOR
            %QUE LA RAMPA
            if Pg(j,i)-Pg(j,i-1)>0 %Y SI ESTA DIFERENCIA ES POSITIVA
                Pg(j,i)=Pg(j,i-1) + r; %AL VALOR ANTERIOR DE LA RED SE LE SUMA LA
                %RAMPA
            else
                Pg(j,i)=Pg(j,i-1)-r; %SI ES NEGATIVA SE LE RESTA LA RAMPA
            end
        end

        if i==2 %SI HEMOS EMPEZADO
            %UNA NUEVA VUELTA
            if j>1 %Y HEMOS PASADO EL
                %SEGUNDO DÍA
                Ebat(j,i-1)=Ebat(j-1,size(matriz_PACAT_teor_claro,2)); %HACEMOS QUE LA
                %ENERGIA AL
                %FINAL DEL DÍA
                %SEA LA ENERGIA
                %AL COMIENZO DEL
                %DIA SIGUIENTE
            end

            Pbat(j,i)=Pg(j,i)-FV_real_anual(j,i); %A LA BATERIA VA LA DIFERENCIA
            %ENTRE LA RED Y FV REAL
            Ebat(j,i)= Ebat(j,i-1)+ Pbat(j,i)*5/3600; %ENERGIA DE LA BATERIA ES LA
            %SUMA DE LA ENERGIA DE LOS
            %MOMENTOS ANTERIORES
            Ebatref(j,i)=Ebatref(j,i-1)+P_FV_difMA(j,i-1)*5/3600; %CALCULO REFERENCIA
            %BATERÍA
            %CON DIFERENCIA DE FV
            %MEDIA
            %MOVIL Y FV
            Error(j,i)=Ebatref(j,i)-Ebat(j,i); %EL ERROR ES LA
            %DIFERENCIA ENTRE LA
            %REFERENCIA Y LA
            %ENERGIA EN LA BATERÍA
        end
    end
else %SI NO SE CUMPLE VECTOR INCIDENCIAS
    Cbatmax(j)=Cbatmax(j-1); %SE MANTIENE LA CAPACIDAD MAXIMA HASTA AHORA Y
    Ebat(j,:)=Ebat(j-1,:); %Y LA ENERGÍA EN LA BATERÍA DEL DÍA ANTERIOR
end

```

```

vectorFluct(j,:)=fluctuacion(1:size(matriz_PACAT_teor_claro,2),Pg(j,:) ',12,Pnom)';
%COMPROBAMOS QUE SE CUMPLEN RAMPAS

aux = Ebat(1:j,:); %CALCULAMOS ENERGIA BATERIA TENEIENDO EN CUENTA DIAS ANTERIORES
aux = aux(:); %PASAS MATRIZ A VECTOR
mx = max(aux); %BUSCAMOS MÁXIMO
mn = min(aux); %BUSCAMOS MÍNIMO
Cbatmax(j)=mx-mn; %CALCULAMOS CAPACIDAD MÁXIMA

end

Ebat=-Ebat; %INVERTIMOS SIGNO DE LA ENERGÍA EN LA BATERÍA

for j=1:size(matriz_PACAT_teor_claro,1)
    for i=1:size(matriz_PACAT_teor_claro,2)
        SOC(j,i)=(Ebat(j,i)/max(Cbatmax))*100; %CALCULAMOS EL SOC DE TODO EL AÑO
    end
end

```

ANEXO X

%%PROPUESTA N°5 ANUAL%%

clear all

```

load('vector_incidencias.mat') %VECTOR INCIDENCIAS
load('matriz_PACAT_teor_claro.mat') %POTENCIA FV MAX ANUAL
load('matriz_PACAT_teor_nublado.mat') %POTENCIA FV MIN ANUAL
load('datos_anuales_40MW_nueva.mat') %POTENCIA FV REAL ANUAL
FV_real_anual=matriz_FV_anual(1:end-1,:); %ELIMINAMOS ULTIMA FILA DE MATRIZ
Pnom=38500; %POTENCIA NOMINAL
r=0.02*Pnom/12; %RAMPA POR SEGUNDO
Pbat=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ POTENCIA BATERIA
P_FV_consigna=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %POTENCIA FV CONSIGNA
Pg=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ POTENCIA INYECTADA RED
Ebat=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %ENERGIA EN LA BATERIA
Ebatref=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ REFERENCIA DE BATERIA
Error=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ ERROR DEL LAZO DE CONTROL
K=1; %GANANCIA LAZO DE CONTROL
SOC=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ SOC
vectorFluct=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ DE FLUCTUACIONES
%EN POTENCIA INYECTADA A RED
P_FV_MA=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ MEDIA MOVIL POTENCIA
%FOTOVOLTAICA
P_FV_difMA=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MATRIZ DIFERENCIA ENTRE
%MEDIA MOVIL DE FV Y FV REAL
Cbatmax=zeros(1,size(matriz_PACAT_teor_claro,1)); %VECTOR CAPACIDAD MAXIMA
P_FV_nueval=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %NUEVA FV ESCALADA CON
%INDICE IRRADIANCIA CLARO
indice_irr1=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %INDICE IRRADIANCIA CLARO
P_FV_nueval1MA=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MEDIA MOVIL DE FV NUEVA 1
P_FV_nueva2MA=zeros(size(matriz_PACAT_teor_claro)); %MEDIA MOVIL DE FV NUEVA 2
Ebat(1,1)=-13000;
for j=1:size(matriz_PACAT_teor_claro,1)
    fprintf('Dia: %d\n',j); %ESCRIBIMOS CADA DÍA SIMULADO
    if vector_incidencias(j)==0 %SI LA TOMA DE DATOS HA SIDO
        %CORRECTA
        %SEGUIMOS SIMULANDO

        for i=1:(size(matriz_PACAT_teor_claro,2))

            if matriz_PACAT_teor_claro(j,i)~=0 %SIEMPRE QUE LA POTENCIA MÁXIMA NO SEA
                %NULLA CALCULAMOS INDICES
                indice_irr1(j,i)=(FV_real_anual(j,i)/matriz_PACAT_teor_claro(j,i));

                P_FV_nueval(j,i)=(FV_real_anual(j,i)/matriz_PACAT_teor_claro(j,i))*FV_real_anual(j,i);
            end
        end
    end
end

```

```

for i=541:(size(matriz_PACAT_teor_claro,2)) %SE HACE MEDIA MOVIL
                                         %CON UNA VENTANA
    P_FV_nuevalMA(j,i)=mean(P_FV_nueval(j,i-540:i)); %TEMPORAL QUE LA
                                         %PFLUCTUACION NO SUPERE EL 2%
    P_FV_MA(j,i)=mean(FV_real_anual(j,i-540:i)); %SE HACE LA MEDIA MOVIL DE FV Y
                                         %FV,NUEVA
end

P_FV_difnueval=P_FV_nuevalMA-P_FV_nueval; %SE CALCULA LA DIFERENCIA ENTRE
                                         %MEDIA MOVIL DE FV,NUEVA Y FV,NUEVA
P_FV_difMA=P_FV_MA-FV_real_anual;        %SE CALCULA LA DIFERENCIA ENTRE
                                         %MEDIA MOVIL DE FV Y FV

for i=2:(size(matriz_PACAT_teor_claro,2))

    P_FV_consigna(j,i)=FV_real_anual(j,i)+(K*Error(j,i-1)); %CORREGIMOS P_FV CON
                                                             %EL ERROR
    if P_FV_consigna(j,i)<=0 %SI FV CONSIGNA NEGATIVO
        Pg(j,i)=FV_real_anual(j,i); %INTRODUCIMOS FV REAL
    else %SI NO ES NEGATIVO
        Pg(j,i)=P_FV_consigna(j,i); %INTRODUCIMOS A RED
                                         %LA P_FV CORREGIDA
    end

    if abs(FV_real_anual(j,i)-FV_real_anual(j,i-1))<r %SI FV CUMPLE RAMPA
        Pg(j,i)=FV_real_anual(j,i); %SE INYECTA FV A RED
    end

    if abs(Pg(j,i)-Pg(j,i-1))>r %SI LA DIFERENCIA DE LA RED ES MAYOR QUE
                               %LA RAMPA
        if Pg(j,i)-Pg(j,i-1)>0 %Y SI ESTA DIFERENCIA ES POSITIVA
            Pg(j,i)=Pg(j,i-1) + r; %AL VALOR ANTERIOR DE LA RED SE LE SUMA LA RAMPA
        else
            Pg(j,i)=Pg(j,i-1)-r; %SI ES NEGATIVA QUE SE LE RESTA LA RAMPA
        end
    end

    if i==2 %SI HEMOS EMPEZADO
            %UNA NUEVA VUELTA
        if j>1 %Y HEMOS PASADO EL SEGUNDO DÍA
            Ebat(j,1)=Ebat(j-1,size(matriz_PACAT_teor_claro,2)); %HACEMOS QUE
            LA %ENERGIA AL FINAL DEL DÍA
            %SEA LA ENERGIA AL COMIENZO
            %DEL DÍA SIGUIENTE

            end

            end

            Pbat(j,i)=Pg(j,i)-FV_real_anual(j,i); %A LA BATERIA VA LA DIFERENCIA
            %ENTRE LA RED Y FV REAL
            Ebat(j,i)= Ebat(j,i-1)+ Pbat(j,i)*5/3600; %ENERGIA DE LA BATERIA ES LA
            %SUMA DE LA ENERGIA DE LOS
            %MOMENTOS ANTERIORES
            if indice_irr1(j,i)>0.1 %SI EL INDICE DE IRRADIANCIA CLARO
            %ES MAYOR QUE 0.1
                Ebatref(j,i)=Ebatref(j,i-1)+P_FV_difMA(j,i)*5/3600; %LA REFERENCIA DE LA
                %BATERÍA SE CALCULA CON
            else %DIFERENCIADE MEDIA
                %MOVIL DE FV Y FV
                Pbat(j,i)=abs(P_FV_difnueval(j,i)*indice_irr1(j,i)); %SI INDICE DE
                %IRRADIANCIA
                %CLARO MENOR 0.1
                Ebat(j,i)= Ebat(j,i-1)+ Pbat(j,i)*5/3600; %LA POTENCIA QUE DEBE
                %ABSORBER/RETENER LA BATERÍA
                Ebatref(j,i)=Ebatref(j,i-1)+P_FV_difMA(j,i)*5/3600; %ES EL VALOR ABSOLUTO
                %DE LA DIFERENCIA ENTRE
                %MEDIA MOVIL FV,NUEVA
                %Y FV. LA REFERENCIA
                %IGUAL QUE EN EL CASO
            end

```

```

        Error(j,i)=Ebatref(j,i)-Ebat(j,i); %ANTERIOR
                                         %EL ERROR ES LA DIFERENCIA
                                         %ENTRE E,BAT Y REFERENCIA
    end

else %SI NO SE CUMPLE VECTOR INCIDENCIAS
    Cbatmax(j)=Cbatmax(j-1); %SE MANTIENE LA CAPACIDAD MAXIMA HASTA AHORA Y
    Ebat(j,:)=Ebat(j-1,:); %Y LA ENERGÍA EN LA BATERÍA DEL DÍA ANTERIOR
end

vectorFluct(j,:)=fluctuacion(1:size(matriz_PACAT_teor_claro,2),Pg(j,:) ',12,Pnom)';
%COMPROBAMOS QUE SE CUMPLEN RAMPAS

aux = Ebat(1:j,:); %CALCULAMOS ENERGIA BATERIA TENEIENDO EN CUENTA DIAS ANTERIORES
aux = aux(:); %PASAMOS MATRIZ A VECTOR
mx = max(aux); %BUSCAMOS MÁXIMO
mn = min(aux); %BUSCAMOS MÍNIMO
Cbatmax(j)=mx-mn; %CALCULAMOS CAPACIDAD MÁXIMA

end

Ebat=-Ebat; %INVERTIMOS SIGNO DE LA ENERGÍA EN LA BATERÍA

for j=1:size(matriz_PACAT_teor_claro,1)
    for i=1:size(matriz_PACAT_teor_claro,2)
        SOC(j,i)=(Ebat(j,i)/max(Cbatmax))*100; %CALCULAMOS EL SOC DE TODO EL AÑO
    end
end
end

```